

Titre: Modélisation temporelle de la consommation électrique en analyse
Title: du cycle de vie appliquée au contexte des TIC

Auteur: Elsa Maurice
Author:

Date: 2015

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Maurice, E. (2015). Modélisation temporelle de la consommation électrique en
Citation: analyse du cycle de vie appliquée au contexte des TIC [Master's thesis, École
Polytechnique de Montréal]. PolyPublie. <https://publications.polymtl.ca/1681/>

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/1681/>
PolyPublie URL:

**Directeurs de
recherche:** Réjean Samson
Advisors:

Programme: Génie chimique
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

MODÉLISATION TEMPORELLE DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE
EN ANALYSE DU CYCLE DE VIE APPLIQUÉE AU CONTEXTE DES TIC

ELSA MAURICE

DÉPARTEMENT DE GÉNIE CHIMIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE CHIMIQUE)

JANVIER 2015

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé:

MODÉLISATION TEMPORELLE DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE EN ANALYSE
DU CYCLE DE VIE APPLIQUÉE AU CONTEXTE DES TIC

présenté par : MAURICE Elsa

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquée

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. PERRIER Michel, Ph. D., président

M. SAMSON Réjean, Ph. D., membre et directeur de recherche

Mme LEVASSEUR Annie, Ph. D., membre

M. HENRY Olivier, Ph. D., membre

DÉDICACE

À tous les gentils

REMERCIEMENTS

Je voudrais tout d'abord remercier Thomas Dandres et Réjean Samson pour leur encadrement et leur précieuse aide tout au long de ma maîtrise. Merci pour votre confiance, votre disponibilité et vos idées sans lesquelles je n'aurais pu mener ce projet de recherche. Merci Réjean de m'avoir donné l'opportunité d'intégrer cette merveilleuse équipe du CIRAIG.

Parallèlement, je voudrais remercier aussi les équipes de l'ETS et d'Ericsson sans lesquels ce projet n'aurait jamais vu le jour et avec qui on a pu approfondir toutes les notions assez abstraites des technologies de l'information et de la communication et mettre à bien un grand projet multidisciplinaire. Un grand merci aussi à l'ensemble des personnes qui ont appuyées ma recherche comme IESO, AESO pour avoir collaborés avec moi dans la phase de collecte de données, le professeur Partovi Nia Vahid pour son aide en statistique et le CRSNG (Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie) du Canada pour leur précieux financement.

Je tiens également à remercier toutes les personnes qui m'ont accordé leur support, notamment l'ensemble des membres présents et passés du bureau A-685, Fanny, Audrey, Nathan, Gaël et Constant avec qui rires et débats étaient une vraie partie de bonheur.

Un grand merci à toute l'équipe du CIRAIG pour leur joie de vivre, leur accueil toujours chaleureux et leur grande richesse d'idées. Ce fut un énorme plaisir de travailler de prêt ou de loin avec vous, j'ai vraiment apprécié les diverses activités auxquelles j'ai pu participer allant des forums étudiants à l'après midi main d'œuvre dans la construction d'une maison éco-responsable.

Merci à mes amis proches et à ma famille pour leur soutien sans faille pendant toute ma maîtrise.

Enfin merci à tous mes collègues, amis avec qui Montréal fut un moment inoubliable.

RÉSUMÉ

La Terre a des ressources limitées. Depuis la révolution industrielle l'Homme utilise des ressources énergétiques non renouvelables qui sont responsables d'impacts environnementaux majeurs sur l'environnement. La production d'énergie est un enjeu de taille pour l'ensemble du développement durable.

Les systèmes de technologies de l'information et de la communication (TIC) prennent une place de plus en plus importante dans notre quotidien (internet, téléphonie etc.). À l'échelle de la société il est observé que la croissance des TIC est exponentielle. Les avancées en terme de TIC sont la porte ouverte à de nombreux systèmes intelligents, optimisés et dynamiques, permettant de dématérialiser les services et de lutter contre le réchauffement climatique. Néanmoins, les TIC sont aussi responsables d'une quantité non négligeable d'émissions de gaz à effet de serre GES (3%), induite par leurs consommations électriques importantes. De ce fait, le secteur des TIC collabore activement à mettre en place des mesures visant à réduire les émissions de GES des ses activités. Pour optimiser et évaluer les services de TIC de façon adéquate il est nécessaire d'utiliser des méthodes d'évaluations environnementales qui tiennent compte des particularités des systèmes étudiés. Actuellement, les méthodes de calculs des émissions de GES ne sont pas adaptées aux problématiques dynamiques dont font parties les TIC. En particulier, la variabilité de la production d'électricité demeure absente des lignes directrices des méthodes de calculs des impacts. Au delà de la question de la modélisation des GES c'est toute la problématique temporelle à la fois de la consommation et de la production d'électricité qui se pose. La méthode d'analyse du cycle de vie (ACV) apparaît comme un outil complet d'analyse de l'ensemble des impacts environnementaux mais à l'instar des méthodes de calculs de GES, elle doit aussi être adaptée à des problématiques dynamiques telle que celles de l'électricité et des TIC. Dans le cadre de l'analyse des TIC, il devient donc nécessaire en ACV de modéliser les variations au cours du temps des technologies de production d'électricité susceptibles de faire changer les impacts environnementaux associés à la consommation d'électricité.

Ce mémoire de maîtrise propose un nouveau cadre méthodologique afin d'incorporer dans l'ACV les aspects temporels de la production et de la consommation d'électricité. L'étude développe un modèle temporel donnant accès à une série de données de production, d'importations et d'exportations électriques. Le travail est mené autour d'un projet de recherche

d'implantation d'un réseau interprovincial de « *Cloud Computing* » au Canada. Le modèle temporel permet de définir historiquement l'impact environnemental par heure induit par la consommation électrique dans trois provinces canadiennes: Alberta, Ontario et Québec. La modélisation temporelle des différentes technologies de production de l'électricité au sein de l'ACV permet d'optimiser le choix du moment d'utilisation de service de TIC, comme par exemple une conversation internet ou encore la maintenance d'un serveur. Ces travaux sont prometteurs car ils autorisent une évaluation environnementale des TIC plus novatrice et permettent l'obtention de données d'inventaire en ACV plus précises. La désagrégation des flux d'inventaire d'électricité en ACV rend le calcul des impacts de la production électrique plus précis à la fois historiquement mais aussi en temps réel.

Il a également été mené lors de ce mémoire, une première réflexion sur l'aspect prédictif à très court terme des importations et des exportations électriques, afin de pouvoir anticiper l'optimisation dans le temps d'un service de TIC. À partir des profils historiques de consommation, un modèle prédictif de consommation du Québec a été établi. Le profil environnemental d'un kilowattheure consommé au Québec est étroitement relié aux échanges électriques entre le Québec et les régions avoisinantes. Ces échanges étant corrélés au prix, la température et la demande en puissance, il est possible de prédire le profil environnemental d'un kilowattheure consommé au Québec en fonction de l'évolution de ces paramètres dans le temps. Les résultats obtenus, ouvrent d'importantes perspectives sur l'application prévisionnelle des impacts environnementaux de services comme le « *Cloud Computing* » ou encore l'ensemble des services dits intelligents comme les « *Smart-grid* ». Une gestion intelligente entre consommation électrique et impacts environnementaux offre une prise de décision en accord avec le développement durable.

ABSTRACT

Fossil fuels are a scarce energy resource. Since the industrial revolution, mankind uses and abuses of non-renewable energies. They are responsible for many environmental damages. The production of energy is one of the main challenges for a global sustainable development.

In our society, we can witness an exponential increase of the usage of the systems of Information and Communication Technologies (ICT) such as Internet, phone calls, etc. The ICT development allows the creation and optimization of many smart systems, the pooling of services, and it also helps damping the climate change. However, because of their electric consumption, the ICT are also responsible for some green house gases (GHG) emissions: 3% in total. This fact gives them the willingness to change in order to limit their GHG emissions. In order to properly evaluate and optimize the ICT services, it is necessary to use some methods of evaluation that comply with the specificity of these systems. Currently, the methods used to evaluate the GHG emissions are not adapted to dynamic systems, which include the ICT systems. The variations of the production of electricity in a day or even a month are not yet taken into account. This problem is far from being restricted to the modelling of GHG emissions, it widens to the global variation in production and consumption of electricity. The Life Cycle Assessment (LCA) method grants useful and complete tools to analyse their environmental impacts, but, as with the GHG computation methods, it should be dynamically adapted. In the ICT framework, the first step to solve this LCA problem is to be able to model the variations in time of the electricity production.

This master thesis introduces a new way to include the variation in time of the consumption and production of electricity in LCA methods. First, it generates an historical hourly database of the electricity production and import-export of three Canadian states: Alberta, Ontario and Quebec. Then it develops a model in function of time to predict their electricity consumption. This study is done for a project implementing a « cloud computing » service in between these states. The consumption model then provides information to optimize the best place and time to make use of ICT services such as Internet messaging or server maintenance. This first-ever implementation of time parameter allows more precision and vision in LCA data. The disintegration of electrical inventory flows in LCA refines the effects of the electricity production both historically and in real time.

Some short-term predictions for the state of Quebec electrical exportations and importations were also computed in this thesis. The goal is to foresee and optimize in real time the ICT services use. The origin of a kilowatt-hour consumed in Quebec depends on the import-export variable with its surrounding states. This parameter relies mainly on the price of the electricity, the weather and the need for the state of Quebec in energy. This allows to plot a time-varying estimate of the environmental consequences for the consumption of a kilowatt-hour in Quebec. This can then be used to limit the GHG emission of ICT services like « cloud-computing » or « smart-grids ». A smart trade-off between electricity consumption and environmental issues will lead to a more efficient sustainable development.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE	III
REMERCIEMENTS	IV
RÉSUMÉ	V
ABSTRACT	VII
LISTE DES TABLEAUX	XIII
LISTE DES FIGURES	XVI
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	XIX
LISTE DES ANNEXES	XXII
CHAPITRE 1 INTRODUCTION	1
CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE	3
2.1 Les Technologies de l'Information et de la Communication	3
2.1.1 Contexte général	3
2.1.2 TIC et Environnement	5
2.1.3 Les pistes d'amélioration et prérequis	9
2.2 Étude de cas : le « Green Sustainable Telco Cloud »	17
2.2.1 Le Canada, un pays attrayant pour les services de TIC	18
2.3 Les méthodes d'analyse de l'empreinte carbone	20
2.3.1 Un manque de consensus dans la définition	20
2.3.2 Analyse critique des différentes approches	22
2.3.3 Empreinte carbone et analyse du cycle de vie	27
2.4 L'Analyse du Cycle de vie	27
2.4.1 Définition et applications	27
2.4.2 Les limites de l'ACV	34

2.5	Évaluation des impacts environnementaux de la production d'électricité en ACV	38
2.5.1	Les données moyennes de production électrique	39
2.5.2	Les données marginales de production électrique	40
2.6	La problématique de l'agrégation temporelle et géographique dans la modélisation de l'électricité en ACV	41
2.6.1	La nécessité d'une régionalisation des flux électriques.....	41
2.6.2	Différents modèles de modélisation du bouquet électrique en temps réel	42
2.6.3	La nécessité de désagrégation temporelle des flux électriques	44
2.7	Les modèles de prévision d'offre et de demande électrique en fonction des variables locales	47
2.7.1	Les paramètres locaux d'influence de la variation temporelle de la production électrique	47
2.8	Résumé de la revue de littérature.....	49
2.9	Résumé de la problématique de recherche	50
CHAPITRE 3 OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE		51
3.1	Objectifs principaux et secondaires	51
3.1.1	Objectif principal	51
3.1.2	Objectifs secondaires	51
3.2	Méthodologie.....	51
3.2.1	Résumé de la méthodologie générale	51
3.2.2	Détermination des provinces spécifiques à l'étude de cas.....	53
3.2.3	Frontière du système à l'étude.....	56
3.2.4	Mise en place d'un modèle d'inventaire dynamique des flux électriques en ACV...	57
3.2.5	Le cas particulier du Québec	68
3.2.6	Validation des modèles d'inventaire dynamique et applications de l'étude de cas...	77

3.2.7 Proposition d'approche prospective sur le très court terme du bouquet électrique du Québec	87
CHAPITRE 4 RÉSULTATS	92
4.1 Article 1 : Modelling of electricity mix in temporal differentiated Life-Cycle-Assessment to minimize carbon footprint of a cloud computing service.....	92
4.1.1 Introduction	92
4.1.2 Abstract.....	93
4.1.3 Introduction	94
4.1.4 Methods	99
4.1.5 Results and discussion	104
4.1.6 Conclusions	110
4.1.7 Acknowledgements	111
4.1.8 References	111
4.2 Résultats complémentaires	114
4.2.1 Comparaison et analyses statistiques des échelles de temps des différents modèles temporels	114
4.2.2 L'approche temporelle pour la province de l'Alberta	123
4.2.3 La modélisation du bouquet électrique québécois.....	125
4.2.4 Résultats autour de l'étude de cas du GSTC	130
4.2.5 Approche prédictive du bouquet électrique québécois.....	138
4.2.6 Mise en place des autres impacts de la catégorie dommage.....	143
CHAPITRE 5 DISCUSSION	147
5.1 Discussion des résultats de la modélisation temporelle des impacts de la distribution d'électricité en ACV	147
5.1.1 Retour sur les objectifs de la recherche	147

5.1.2	Contributions scientifiques	148
5.1.3	Évaluation de la robustesse des résultats	152
5.1.4	Perspective d'utilisation des résultats	156
5.2	Discussion des résultats autour du modèle prédictif	158
5.2.1	Retour sur l'objectif de la recherche	158
5.2.2	Perspectives d'amélioration	159
5.2.3	Perspectives d'utilisation des résultats	162
CHAPITRE 6 CONCLUSIONS & RECOMMANDATIONS		163
6.1.1	Recommandations pour la désagrégation des flux d'inventaires liés à la consommation d'électricité	163
6.1.2	Conclusions	163
BIBLIOGRAPHIE		166
ANNEXES		183

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1: Différentes définitions de l’empreinte carbone dans la littérature.....	22
Tableau 2.2: Capacité des technologies de production électrique à répondre à la demande électrique (CEA, 2006).....	45
Tableau 3.1: Puissance installée de certaines provinces canadiennes sur 2011, 2012 et 2013 (source : Canwea).....	54
Tableau 3.2: Énergie éolienne annuelle de certaines provinces canadiennes (source : Canwea)..	55
Tableau 3.3: Résumé de l’année 2012 des échanges et de la production électrique des provinces Alberta, Ontario et Québec	58
Tableau 3.4: Sources des bases de données électriques par province	59
Tableau 3.5: Sources des bases de données électriques par province	59
Tableau 3.6: Sources des bases de données des importations et exportations électriques par province	60
Tableau 3.7: Technologies marginales scénarios 1, des importations et exportations électriques par provinces et/ou états	62
Tableau 3.8: Bouquet électrique échangé entre provinces pour l’approche attributionnelle	62
Tableau 3.9: Bouquet électrique nord-américain utilisé pour la modélisation des processus d’arrière-plan de la base de données nord-américaine	67
Tableau 3.10: Processus de la production électrique de la base de données ecoinvent.....	68
Tableau 3.11: Source des bases de données électriques des provinces voisines du Québec.....	71
Tableau 3.12: Type et détail des données électriques pour la modélisation du profil québécois..	72
Tableau 3.13: Électricité marginale échangée entre provinces	73
Tableau 3.14: Bouquet électrique échangé entre provinces	73
Tableau 3.15: Approche méthodologique des différents écarts types	80
Tableau 3.16: Liste des années couvertes par les corrélations des différentes interconnexions avec le Québec	88

Tableau 3.17: Liste des stations météo par province et État.....	89
Tableau 4.1: Ecoinvent library electricity process	102
Tableau 4.2: LCA Emission factor	105
Tableau 4.3: Comparison of emission factors of the three models.....	108
Tableau 4.4: Comparison of electricity output trends (2012 data)	109
Tableau 4.5: Écart type par technologie de production d'électricité sur l'année 2012, échelle annuelle.....	115
Tableau 4.6 Écarts types horaires du mois de décembre 2012, Ontario.....	120
Tableau 4.7: Répercussion de l'erreur sur l'évaluation des facteurs d'émissions de l'approche conventionnelle d'ACV	123
Tableau 4.8: Comparaison des coefficients d'émissions des différentes approches pour l'année 2013, Alberta	125
Tableau 4.9: Comparaison des facteurs d'émissions GES pour 1 kWh des différents modèles de bouquets électriques québécois pour l'année 2013	130
Tableau 4.10: Équation de corrélation de l'exportation relative à un mois de décembre entre le Québec et l'État de la Nouvelle-Angleterre.....	138
Tableau 4.11: Équation de corrélation de l'exportation relative à un mois de décembre entre le Québec et l'Ontario	139
Tableau 4.12: Équation de corrélation de l'importation relative à un mois de décembre entre le Québec et l'Ontario	140
Tableau 4.13: Données récupérées en temps réel pour la vérification des équations de corrélation entre l'Ontario et le Québec.....	141
Tableau 4.14: Équation de corrélation de l'exportation relative à un mois de décembre entre le Québec et la province du Nouveau-Brunswick	142
Tableau 4.15: Équation de corrélation de l'exportation relative à un mois décembre entre le Québec et l'État de New York.....	142

Tableau 4.16: Comparaison des impacts potentiels annuels de la consommation d'un centre de données avec l'approche historique temporelle versus l'approche conventionnelle, Ontario 2013	146
--	-----

LISTE DES FIGURES

Figure 2-2 Phases de l'analyse du cycle de vie selon la norme ISO 14040 (ISO, 2006b)	29
Figure 3-1 Plan de méthodologie de l'étude dans son ensemble	53
Figure 3-2 Ensemble du système à l'étude et frontière du système	56
Figure 3-3 Extrapolation de la production horaire québécoise sur le modèle ontarien	75
Figure 3-4 Extrapolation de la production horaire québécoise par technologie	75
Figure 3-5 Approche historique de la phase d'inventaire des bouquets électriques.....	79
Figure 3-6 Méthodologie de calculs des impacts des GES temporels d'une maintenance	83
Figure 3-7 Profil horaire de l'utilisation d'un centre de données (Coomonte et al., 2013)	86
Figure 3-8 Schéma de la modélisation prédictive du Québec	91
Figure 4-1 Life Cycle phases (www.ciraig.org © 2008, reproduced with permission of the CIRAIG)	99
Figure 4-2 LCA phases (www.ciraig.org © 2008, reproduced with permission of the CIRAIG)	99
Figure 4-3 Ontario emission factor year variation compared to annual average.....	105
Figure 4-4 Ontario temporal differentiated LCA model 2012.....	106
Figure 4-5 Comparison profile conventional LCA vs. temporal differentiated	106
Figure 4-6 Emission factor for two months in Ontario	106
Figure 4-7 Ontario emission factor from dynamic LCA model	107
Figure 4-9 Écarts type obtenus pour chaque technologie de production électrique regroupés par saison	118
Figure 4-10 Bouquet électrique saisonnier et écarts type moyens par technologie de production de l'électricité.....	119
Figure 4-12 Profil horaire des six premiers mois du bouquet électrique québécois.....	127
Figure 4-13 Profil horaire des six derniers mois du bouquet électrique québécois.....	128

Figure 4-14 Profil dynamique de deux journées types avec une approche attributionnelle des échanges.....	129
Figure 4-18 Empreinte carbone de l'utilisation d'un centre de données (de puissance maximale 1 MW), pour le mois de mai.....	136
Figure 4-19 Étude de l'empreinte carbone d'une conversation internet pour différents mois, comparaison Ontario, Alberta et Québec (approche conséquentielle)	137
Figure 4-20 Données d'importations et d'exportations des interconnexions de l'Ontario (<i>source : http://reports.ieso.ca/public/IntertieScheduleFlow/PUB_IntertieScheduleFlow.xml</i>).....	140
Figure 4-21 Analyse des facteurs d'émissions environnementaux de la production horaire de 1 kWh d'électricité pour le mois de juin-2013, Alberta, Ontario et Québec (approche attributionnelle)	144
Figure 4-22 Analyse des impacts environnementaux de la production horaire d'1kWh d'électricité pour le mois de juin-2013, Alberta, Ontario et Québec (approche conséquentielle)	145
Figure 6-1 Bouquet électrique moyen année 2012, Canada, (CEA, 2013)	183
Figure 6-2 Réseau Canarie (Canarie, 2013)	188
Figure 6-3 Cartes des vitesses moyennes du vent	189
Figure 6-4 Carte des puissances éoliennes installées, 2013	190
Figure 6-5 Détail horaire sur deux journées des technologies de production d'électricité Alberta	209
Figure 6-6 Tableau d'inventaire d'une journée type du mois d'avril 13 Québec et interconnexions	210
Figure 6-7 Modèle temporel de type M3 approche conséquentielle,	212
Figure 6-8 Modèle temporel mensuel de type M3 approche conséquentielle,	213
Figure 6-9 Variation des écarts types du modèle temporel mensuel, Ontario année 2012	214
Figure 6-10 Écarts type en fonction de l'échelle temporelle, Alberta 2012	215
Figure 6-11 Modèle temporel mensuel de type M1, Alberta année 2013	216

Figure 6-12 Modèle temporel mensuel de type M1, Alberta année 2013 (suite)	217
Figure 6-13 Modèle temporel mensuel de type M3 approche conséquentielle, Alberta année 2013	219
Figure 6-14 Modèle temporel mensuel de type M3 approche conséquentielle, Alberta année 2013 (suite)	219
Figure 6-15 Modèle temporel de type M3 approche attributionnelle, pour trois mois en Alberta	220
Figure 6-16 Variation du facteur d'émission au cours de l'année, Alberta 2011, 2012 et 2013 ..	221
Figure 6-17 Profil horaire de production d'électricité québécoise extrapolé sur les données ontariennes de production horaire.	222
Figure 6-18 Modèle temporel mensuel de type M3 approche attributionnelle, Québec année 2013-2014	223
Figure 6-19 Modèle temporel de type M3 approche attributionnelle, Québec année 2013-2014 (suite)	224
Figure 6-20 Modèle temporel mensuel de type M3 approche conséquentielle, Québec années 2013-2014	225
Figure 6-21 Modèle temporel de type M3 approche conséquentielle, Québec années 2013-2014 (suite)	226
Figure 6-22 Empreinte carbone de l'utilisation d'un centre de données (de puissance maximale 1 MW), pour le mois de mai	229
Figure 6-23 Empreinte carbone de l'utilisation d'un centre de données (puissance maximale 1 MW), pour le mois de juin	229

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AESO	Alberta Energy System Operator
ACV	Analyse du Cycle de Vie
ACV-A	Analyse du Cycle de Vie Attributionnelle
ACV-C	Analyse du Cycle de Vie Conséquentielle
CEA	Commissariat à l'énergie atomique et renouvelable
CFC	Chlorofluorocarbure
CIA	Central Intelligence Agency
CO ₂	Dioxyde de carbone
CO ₂ eq	Équivalent de dioxyde de carbone
EDF	Électricité de France
EPA	Environmental Protection Agency
ETS	École de Technologie Supérieure
ETSI	European Telecommunication Standards Institute
FTSFTW	Follow The Sun Follow The Wind
GES	Gaz à effet de serre
GHG	Greenhouse Gas
GIEC	Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat
GPS	Global Positionning System
GSM	Global System Mobile
GSTC	Green Sustainable Telco Cloud
GWP	Global Warming Potential
HTTPS	Hypertexte Transfer Protocol Secure
ICT	Information Communication Technologies

IEA	International Energy Agency
IESO	Independent Electricity System Operator
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	Organisation Internationale de Normalisation
ISO-NE	Independent System Operator New-England
ITU	International Telecommunication Union
kbps	Kilobits par seconde
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
LCA	Life Cycle Assessment
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
NBSO	Nouveau-Brunswick System Operator
NEB	National Energy Board
NGN	Next Generation Network
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
PAS	Publicly Available Specification
PUE	Power Usage Effectiveness
SETAC	Society of Environmental Toxicology and Chemistry
TIC	Technologie de l'Information et des Communications
TWh	Térawattheure
UNEP	The United Nations Environment Programme

US	United States
USA	United States of America
US-EPA	United States Environmental Protection Agency
W	Watt
WRI	World Resources Institute
WBCSD	World Business Sustainable Development
WWF	World Wild Fundation

LISTE DES ANNEXES

Annexe A – CANADA ET ÉLECTRICITÉ.....	183
Annexe B – RÉSEAU CANARIE.....	188
Annexe C – CARTES DES VENTS ET PUISSANCE ÉOLIENNE AU CANADA	189
Annexe D – PUISSANCE DES PARCS ÉOLIENS	191
Annexe E – DONNÉES BRUTES PRODUCTION ÉLECTRICITÉ ALBERTA.....	208
Annexe F – DONNÉES D’INVENTAIRE IMPORTATION/ EXPORTATION QUÉBEC	210
Annexe G – SCRIPT PYTHON DONNÉES NET ÉCHANGES EN TEMPS RÉEL NOUVEAU-BRUNSWICK	211
Annexe H – BOUQUETS ELECTRIQUES TEMPORELS ONTARIO	212
Annexe I – ÉCARTS TYPES MENSUELS PAR TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D’ÉLECTRICITÉ.....	214
Annexe J – ÉCART TYPE ALBERTA COMPARAISON DES MODÈLES	215
Annexe K – MODÈLES M1 ET M3 DE L’ALBERTA	216
Annexe L – COMPARAISON DES VARIATIONS DES FACTEURS D’ÉMISSION DE DIFFÉRENTES ANNÉES EN ALBERTA	221
Annexe M – PROFIL DE PRODUCTION DU QUÉBEC À PARTIR DES DONNÉES ONTARIENNES	222
Annexe N – MODÈLE M3 ATTRIBUTIONNEL QUÉBEC	223
Annexe O – FACTEURS D’ÉMISSIONS QUÉBEC, APPROCHE CONSÉQUENTIELLE ...	225
Annexe P – RÉSULTATS DE LA MAINTENANCE D’UN CENTRE DE DONNÉE EN APPROCHE ATTRIBUTIONNELLE.....	227
Annexe Q – UTILISATION JOURNALIÈRE ALBERTA	229
Annexe R – ÉQUATIONS DE CORRÉLATION NON NORMALISÉES	230
Annexe S – COMPARAISON DES AUTRES CATÉGORIES D’IMPACTS.....	235

Annexe T – QUELQUES ÉQUATIONS DE CORRÉLATION NORMALISÉES ONTARIO 236

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

Le réchauffement climatique et la destruction de la couche d'ozone sont des problématiques environnementales majeures. Au cœur des problèmes environnementaux se situe la capacité de la Terre à absorber les émissions anthropogéniques de gaz à effet de serre (GES). L'imminence d'agir contre un réchauffement climatique planétaire et les émissions de substances nuisibles pour notre climat n'est pas récente. Il y a eu notamment le protocole de Montréal en 1985 ou encore le protocole de Kyoto en 1997 cherchant des solutions globales à ces problématiques. Alors que le protocole de Montréal dresse les accords en terme de substances destructrices de la couche d'ozone, le protocole de Kyoto dresse, quant à lui, des objectifs de réduction en matière de GES. Néanmoins, la problématique en matière de GES s'est intensifiée au cours de la dernière décennie, selon plusieurs organismes comme le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) ou encore l'Union européenne, la question du changement climatique va être un des défis écologiques majeurs du 21^e siècle.

Les secteurs des technologies de l'information et de la communication (TIC) sont appelés à jouer un rôle dans la lutte contre le réchauffement climatique afin d'optimiser les ressources naturelles et de dématérialiser des services comme le travail, le magasinage... Néanmoins les TIC sont sujettes à une croissance exponentielle occasionnant des consommations d'électricité relativement conséquentes, représentant jusqu'à 8% de la consommation électrique mondiale. Étant donné les moyens de production d'électricité actuelle, une telle consommation d'électricité est responsable d'une partie non négligeable des émissions de GES à l'échelle mondiale. Parmi les technologies TIC, les centres de données, où est stocké et traité l'ensemble des données qui transitent sur les réseaux, sont d'importants consommateurs d'électricité. Afin de diminuer cette demande croissante en électricité, de nombreuses recherches sont faites pour réduire la consommation électrique des centres de données.

L'évaluation environnementale des stratégies mises en place doit faire l'objet d'analyses rigoureuses des émissions en GES. La particularité des TIC se situe dans la dynamique de leur utilisation occasionnant une consommation variable en électricité. Cette spécificité dynamique demeure absente de l'ensemble des normes comme des recommandations en matière de calcul des émissions de GES. Une méthodologie adaptée à la dynamique des TIC est donc nécessaire pour dresser leur profil environnemental.

L'analyse du cycle de vie (ACV) offre une méthodologie complète et reconnue de la quantification des impacts environnementaux. Néanmoins, la méthode d'ACV doit être adaptée dynamiquement pour comptabiliser et optimiser la consommation électrique et donc les émissions des centres de données. Dans le cadre de ce mémoire, il est donc proposé d'intégrer les aspects temporels de la production et de la consommation d'électricité à la méthodologie d'ACV afin de permettre une prise de décision éclairée concernant les impacts potentiels des centres de données lors de leur phase d'utilisation.

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE

Cette revue de littérature met en évidence la problématique de la variation des sources de production de l'électricité dans les calculs des impacts environnementaux d'un processus ayant une consommation électrique variant dans le temps. Plus précisément, on s'intéresse à l'évaluation environnementale des TIC grâce à l'ACV.

2.1 Les Technologies de l'Information et de la Communication

2.1.1 Contexte général

Depuis les années 1990, les TIC ont largement contribué à l'essor économique (Colecchia & Schreyer, 2002). Au cœur des avancées technologiques, les TIC sont désormais omniprésentes dans notre société moderne (Pickavet et al., 2008). Derrière ces trois initiales (TIC) se cache l'ensemble des outils de support au traitement de l'information et de la communication. Le dictionnaire Larousse en donne la définition suivante, « les TIC sont l'ensemble des techniques et des équipements informatiques permettant la communication à distance par voie électronique » ("Petit Larousse," 2012). Ceci intègre les réseaux téléphoniques, audiovisuels et d'internet, mais aussi tous les équipements électroniques, ordinateurs, téléphones, centres de traitements de données, les serveurs et les systèmes de transmission.

Au cours des dernières décennies, les TIC ont connu une croissance exponentielle (Fettweis & Zimmermann, 2008; Kotz & Gray, 1999). L'utilisation d'Internet a explosé avec la démocratisation des services du net, des accès de plus en plus tournés loisirs avec, par exemple, You Tube comme site phare en matière de visionnage de vidéos (2 milliards de vidéos vus quotidiennement) (Journal du net, 2014). Un très grand nombre d'équipements est connecté en permanence. La communauté mondiale d'internet augmente chaque année de plus de 20% (Vereecken et al., 2011). L'essor a été d'autant plus grand avec l'arrivée des réseaux sociaux comme Facebook, Twitter, avec aussi plus d'un milliard d'utilisateurs à la fin de l'année 2014 (Journal du net, 2014). Le phénomène est aussi amplifié avec l'arrivée des téléphones intelligents qui viennent accentuer la connectivité à internet et transformer nos modes de communication (Heddeghem et al., 2014). Le premier téléphone portable GSM (Global System Mobile), premier standard de la téléphonie mobile voit le jour en Finlande en 1991. Vingt ans plus tard, la

téléphonie mobile compte plus de six milliards d'abonnés (gsma). Cette croissance est en partie due aux pays en développement qui ont contribué à plus de cinq milliards de nouveaux abonnés au cours des dernières années (Mondiale, Juillet 2012). Quant à Internet en 2011, le monde comptait plus de 2 milliards d'internautes et il a été estimé que plus de 30% de la population mondiale en 2015 sera connectée aux réseaux sociaux (Journal du net, 2014).

Les TIC ont changé les façons de travailler, de voyager, de s'épanouir et de communiquer (Heddeghem et al., 2014). Un nombre croissant de personnes passent désormais leur journée de travail devant un écran d'ordinateur et de nombreux procédés industriels sont maintenant connectés, contrôlés, optimisés et automatisés à partir d'intelligence électronique (Information & Department, 2006). L'avènement de l'ère des TIC offre une multitude de services intelligents, optimisés via un contrôle continu de l'information, tels les GPS (Global Positionning System) permettant la géolocalisation via un système satellite. Les TIC font partie intégrante des relations humaines à l'échelle mondiale, dépassant les barrières de la langue, les clivages nord-sud et la pauvreté. La société tout entière vit à l'ère du numérique.

Conséquence directe de l'utilisation massive des TIC dans notre société, la masse de données qui doit transiter chaque jour sur les réseaux ne cesse de croître elle aussi. Les services de TIC doivent répondre en un temps de plus en plus court à la demande croissante et ainsi augmenter la vitesse de transfert de données et le stockage de celles-ci. Afin d'être capable de traiter une telle quantité de données et de satisfaire une clientèle toujours plus exigeante, l'ensemble des installations a dû s'adapter. Les réseaux évoluent rapidement, les innovations dans le domaine, constituent de véritables défis pour le secteur à la fois sur le plan économique et technique (Fettweis & Zimmermann, 2008). Plusieurs théories ont été énoncées pour prédire la croissance des TIC. Les plus célèbres sont les lois empiriques de Moore qui tentent de guider et de planifier le développement à long terme des ordinateurs (Schaller, 1997). Moore conjecture une augmentation d'un facteur de deux, de la puissance, de la vitesse et des capacités de stockage des ordinateurs tous les dix-huit mois (Fettweis & Zimmermann, 2008).

Plus généralement, les infrastructures de réseaux doivent s'adapter à la croissance effrénée des données à transférer, stocker et traiter (Mills, 2013). De plus en plus de grands centres de traitement de données voient le jour aux quatre coins du monde (Fettweis &

Zimmermann, 2008). Ces centres de données sont très énergivores et leur croissance appelle à davantage de consommation.

2.1.2 TIC et Environnement

L'énergie trône en haut des défis environnementaux de notre siècle. Première source d'émissions de GES (DeLuchi, 1991; WWF, 2011), les problèmes énergétiques sont au cœur des gouvernances environnementales. La sécurité énergétique et les changements climatiques sont devenus des problématiques pour l'ensemble des secteurs de l'économie. Beaucoup d'efforts sont mis dans les transports, comme c'est le cas pour l'aviation qui s'est fixé des objectifs de réduction drastiques en diminuant de plus de 50% ses GES d'ici 2050 (Gössling et al., 2007). Néanmoins, un secteur comme les TIC peine à être associé aux technologies énergivores de notre société auprès des utilisateurs. En effet, l'énergie consommée par l'ensemble de ces technologies n'est visible par l'utilisateur que de façon infinitésimale. Il y a un schisme visible entre les opérateurs et les utilisateurs. Les opérateurs et constructeurs des TIC sont conscients des enjeux énergétiques posés par les TIC alors que les utilisateurs ne voient que la consommation électrique de leurs équipements sans conscience de l'immensité des réseaux déployés pour les services.

2.1.2.1 Les TIC au cœur de l'environnement

2.1.2.1.1 Les bénéfices environnementaux des TIC

Bien que les TIC soient associées à la consommation et aux rejets dans l'environnement de déchets et d'extraction de matières polluantes comme le plomb, le mercure ou encore le cadmium, d'un point de vue environnemental, les TIC bénéficient malgré tout d'une bonne opinion auprès de la population mondiale (Decroux & Baribaud, 2009; Information & Department, 2006). En effet, les TIC sont situées au cœur des nouveaux systèmes d'optimisation et d'innovation, la société voit au travers des celles-ci une multitude d'opportunités pour réduire les impacts humains sur la nature : en contrôlant de façon optimale certains paramètres environnementaux comme la température, l'humidité ou encore la gestion des ressources (Andreopoulou, 2013).

Les TIC ouvrent aussi l'accès à une multitude de nouveaux services d'affaires comme le e-travail et le e-commerce, dématérialisant des services physiques en services en ligne. Réduisant ainsi considérablement les besoins de transports de biens et de personnes, fortement impactant sur l'environnement (Andreopoulou, 2013). Un grand nombre d'organisations non gouvernementales soulignent les bienfaits des TIC sur notre société et la gestion intelligente des ressources grâce à elles (European-Commission, 2009) (WWF, 2011). La commission européenne s'est fixé un objectif de réduction des GES d'ici 2020 et souhaite améliorer de 20% l'efficacité énergétique de l'Europe. L'Europe compte sur les TIC et leurs fortes capacités d'innovation pour atteindre ses objectifs (European-Commission, 2009). Beaucoup de services comptent sur les TIC pour l'opérationnalisation de leur système et la dématérialisation des biens.

2.1.2.1.2 Coûts environnementaux des TIC

Cependant, l'omniprésence des TIC dans notre vie quotidienne cause une dépendance énergétique sans précédent. Les fermes de serveurs bases de tous les réseaux internet et des communications téléphoniques ont observé une augmentation notable de leur consommation énergétique allant de 16 à 20% par année au cours des dernières années (Fettweis & Zimmermann, 2008). Plusieurs études avertissent et mettent en évidence, dès les années 2006-2007, la constante augmentation de la demande énergétique des fermes de serveurs (Jonathan G. Koomey, 2011; Zuker et al., 1984). En 2007, le Livre blanc d'Ericsson a révélé que les télécommunications mobiles ont été responsables de 0,12% de la consommation mondiale d'énergie primaire (Ericsson, August 2007). En 2008, les études de Mario Pickavet aboutissent à la conclusion notable que les TIC consomment plus de 8% de l'électricité mondiale, dont plus de 2% en provenance d'énergies primaires (Pickavet et al., 2008). En 2010, les centrales électriques fournissaient globalement entre 180 et 350 milliards de kilowattheures aux fermes de serveurs (Jonathan G Koomey, 2008; Malmudin et al., 2010; Mills, 2013). L'agence mondiale de l'énergie (World Energy Council) annonçait, en 2010, une multiplication par deux de la consommation énergétique mondiale pour 2050. Ces prévisions devraient être atteintes vingt ans plus tôt à cause des fermes de serveurs et des infrastructures de télécommunications toujours autant énergivores (World Energy Council, 2007). L'agence américaine de protection de l'environnement (EPA) place les TIC en haut des technologies les plus consommatrices d'énergie avec une estimation de plus de 14% de l'électricité mondiale d'ici 2020 (U.S. Environmental Protection Agency, August

2007). La consommation électrique est la cause d'un nombre de problématiques environnementales telles que les émissions de GES, mais aussi d'autres émissions toxiques telles que les particules fines ou encore l'appauvrissement des ressources non renouvelables.

Beaucoup d'études traitent de la problématique environnementale des TIC, mais les chiffres divergent d'une étude à l'autre en fonction des définitions des systèmes incorporés dans les TIC. Cependant toutes s'accordent pour dresser un lourd bilan environnemental avec jusqu'à 3 % des émissions mondiales en GES d'ici 2020 (Global eSustainability Initiative, 2008; Malmmodin et al., 2013). Les études menées par Gartner et Mingay concluent que la contribution des TIC aux émissions globales de GES était déjà de 2% en 2006 (Gartner, 2005; Mingay, 2007).

Le gain environnemental réel des TIC viendra du développement de solutions économes en énergie qui ont un impact sur le restant des 98% des émissions mondiales (European-Commission, 2009). Les TIC peuvent venir remplacer et optimiser des produits, des services plus polluants (Andreopoulou, 2013; Mingay, 2007). Les TIC sont considérées comme un facteur de réchauffement climatique, mais sont aussi la clé de la surveillance et de l'atténuation de ces effets. L'étude « Smart 2020 » a souligné que les TIC sont une partie de la solution au changement climatique et pourraient aider la réduction des émissions de GES d'environ 15% à l'horizon 2020 (Global eSustainability Initiative, 2008).

Pour conclure, les TIC doivent faire partie intégrante de la lutte en matière d'émissions de gaz à effet de serre, tout en permettant l'accès à de nouveaux services de stratégies globales de protection de l'environnement (OECD, 2009).

Les technologies de l'information sont, dans ce mémoire, abordées d'un point de vue énergétique, mais les impacts environnementaux des TIC sont bien plus larges allant de l'extraction de métaux rares à la gestion des déchets électroniques qui sont également d'importantes sources de pollution (Excoffier; Heddeghem et al., 2014).

2.1.2.2 La problématique énergétique des centres de données

Parmi tous les équipements inclus dans les TIC, beaucoup d'études s'accordent à dire qu'en raison de leur croissance rapide, les centres de traitement de données ont la consommation d'énergie la plus importante (Jonathan G. Koomey, 2011; Mills, 2013). Les centres de données abritent plusieurs milliers de serveurs informatiques, hébergeant une multitude de services

informatiques allant des boîtes de courrier électronique aux stockages de bases de données. La consommation d'énergie des centres de données peut varier, en fonction de leur utilisation, (de quelques kilowatts (kW), à des centaines de mégawatts (MW)) (Pickavet et al., 2008). Une quantité importante d'énergie est consommée par les centres de données, au cours de la phase d'utilisation, en particulier pour refroidir l'équipement du système et alimenter les serveurs et les équipements informatiques (ABB, 2011-11-28) (Ericsson, August 2007). D'après les études menées par ABB sur les centres de données, la phase de refroidissement est responsable de 30% de la consommation totale en énergie des centres de données (ABB, 2011-11-28).

En 2000, Koomey estime que les centres de traitement de données consommaient 70,8 TWh dans le monde, ce nombre aurait augmenté à 152,5 TWh en 2005, soit une croissance de 115 % en cinq ans (Jonathan G. Koomey, 2011). Rapidement, il est devenu primordial pour la communauté scientifique d'étudier de près la croissance vertigineuse des centres de données afin de sensibiliser les instances gouvernementales et les parties prenantes sur les TIC comme nouvel acteur énergétique (Jonathan G. Koomey, 2008). L'étude des centres de données a permis d'établir des tendances en matière de consommation électrique et de croissance des TIC. Dès cette prise de conscience en 2006, un grand nombre d'auteurs ont analysé différents scénarios prédictifs de la consommation énergétique des TIC (Global eSustainability Initiative, 2008; Jonathan G. Koomey, 2008; Malmodin et al., 2010; Pickavet et al., 2008). Jonathan Koomey, établit en 2007 un taux de croissance de la consommation électrique mondiale des centres de données à 16% par année (Jonathan G. Koomey, 2011). Entre 2005 et 2010, Koomey revoit ses pronostiques à la baisse, la croissance enregistrée des centres de données n'est que de 56 % au lieu du double, en raison de la crise économique et de la mise en place des premières stratégies d'efficacité énergétique (Jonathan G. Koomey, 2011). Ces dernières sont principalement dues à une première prise de conscience des coûts environnementaux et monétaires qu'engendre une telle croissance des centres de données. Plus récemment Heddeghem chiffre une consommation des centres de données de plus de 270 TWh pour l'année 2012 (Heddeghem et al., 2014). En 2010, les émissions de GES des centres de traitement de données tels que ceux possédés par la firme Google s'élevaient à 1,46 million tonnes de CO₂ _{eq}. Conscient des dangers dans l'atmosphère de la croissance des émissions de GES, le GIEC a appelé à une réduction globale des émissions de gaz à effet de serre de 60% à 80% d'ici 2050 pour éviter des dommages environnementaux importants (IPCC, 2014). D'autres institutions ont suivi le pas du GIEC et

ciblé leurs actions sur les centres de données. Par exemple, l'EPA exige que le secteur public développe des stratégies concrètes d'amélioration de l'efficacité énergétique des centres de données (U.S. Environmental Protection Agency, August 2007). L'Europe, quant à elle, émet un Code de conduite présentant un ensemble de mesures volontaires de renforcement de l'efficacité énergétique pour l'ensemble de la flotte de centre de données européen. Se fixant l'objectif d'augmenter de 30% l'efficacité moyenne des centres de données (European-Commission, 2009). Les centres de données se trouvent donc intégrés aux recherches d'innovations dans les politiques de protection de l'environnement. L'augmentation de l'efficacité énergétique et la réduction de l'empreinte carbone vont être les défis des prochaines décennies pour le secteur des TIC (Berl et al., 2010; Brill, 2007).

2.1.3 Les pistes d'amélioration et prérequis

Les TIC doivent relever deux défis majeurs : réduire leurs impacts environnementaux, dont l'empreinte carbone, tout en répondant à la croissance effrénée des services connectés (Jonathan G. Koomey, 2011; L. Liu et al., 2009).

2.1.3.1 Réalité et améliorations environnementales

L'efficacité des centres de traitement de données est un facteur clé dans la réduction des impacts énergétiques des TIC et est sans doute la plus énumérée dans la littérature (Pedram, 2012; Simonnet, 2010). Beaucoup de sources d'inefficacité ont été identifiées par la communauté scientifique et un nombre élevé d'articles énumèrent les solutions possibles pour réduire ces sources (Garg et al., 2011). Les deux principales sources d'inefficacité sont les systèmes de refroidissement et la non-proportionnalité des serveurs (Pedram, 2012). Idéalement, la consommation énergétique d'un serveur devrait être proportionnelle à la charge de travail qui lui est demandée. Néanmoins les serveurs actuels sont loin de cet idéal et on parle de « non-proportionnalité » de l'énergie des serveurs.

L'un des premiers enjeux est donc de réduire la consommation énergétique des centres de traitement des données en améliorant leur efficacité énergétique, notamment celle des systèmes de refroidissement. Le PUE (*Power Usage Effectiveness*) (Éq 2-1), indicateur de référence d'un centre de traitement de données mesure l'efficacité énergétique des centres de traitement de données et est utilisé pour réduire ses impacts sur l'environnement (Pedram, 2012; Simonnet,

2010). Par exemple, un PUE de 2 signifie que pour chaque kilowattheure utilisé pour le serveur informatique, un autre kilowattheure est nécessaire pour les équipements connexes et le refroidissement. Le système de refroidissement représente actuellement, la part la plus élevée de la consommation énergétique du centre de données après la consommation des serveurs (Marcinichen et al., 2012).

$$\text{PUE} = \frac{\text{Energie totale consommée par le CTD}}{\text{Energie consommée par les systèmes informatiques}}$$

Équation 2-1 Efficacité énergétique, « *Power Usage Effectiveness* »

Les grands acteurs des services TIC se sont engagés à réduire considérablement le PUE de leurs centres de données (Pedram, 2012). En 2010, la valeur moyenne du PUE d'un centre des données était située entre 1,83 et 1,92, laissant une grande marge de manœuvre à l'innovation dans ce domaine. De grandes compagnies comme Microsoft, Google, Facebook et Ericsson, pour qui l'électricité représente une part élevée du coût d'exploitation, ont réussi à améliorer leur efficacité et leurs infrastructures (Google USA, 2013; Higginbothan, 2012; Seubert, 2012). Ces compagnies deviennent ainsi des pionnières dans le domaine de l'efficacité avec des PUE avoisinant les 1,06 et 1,2 pour les meilleurs sites (Google USA, 2013). Pour atteindre ces réductions, des technologies de « *free-cooling* », utilisant localement l'air ou l'eau, peuvent être mises en place.

Un autre enjeu pour la recherche sur les centres de données est le problème de la non-proportionnalité et du dimensionnement des centres de traitement de données. En effet, les centres de données sont dimensionnés pour répondre à la demande de pointe, mais seulement 10 à 50 % de leur pleine capacité est utilisée la plupart du temps (Barroso & Hölzle, 2009; Pedram, 2012). Ce surdimensionnement ne serait pas un problème si la consommation d'énergie était proportionnelle à la charge de travail du centre de traitement de données. Mais, quand 10 à 50% de la capacité d'un centre est utilisée, la demande en énergie demeure à 80 % de la demande

correspondant à la capacité maximale (Pedram, 2012). La non-proportionnalité de l'énergie et de la charge de travail est un facteur clé de l'inefficacité énergétique des centres de données (Pedram, 2012). Pour résoudre cette problématique, un grand nombre de chercheurs proposent des idées innovantes telles que la virtualisation et le « *Cloud Computing* » (Garg et al., 2011) .

En effet, pour résoudre le problème de non-proportionnalité , la virtualisation apparaît prometteuse et déjà fortement répandue dans le milieu de l'informatique (Thirupathi Rao et al., 2010). La virtualisation est un procédé permettant de concentrer les charges de travail de plusieurs machines physiques sur une seule machine (L. Liu et al., 2009; Moghaddam et al., 2011). La virtualisation améliore le rendement énergétique du serveur en redirigeant la charge de travail de façon optimale: le serveur utilisé tend à fonctionner à capacité maximale alors que les autres serveurs peuvent être mis en veille ou même éteint (Thirupathi Rao et al., 2010). L'US-EPA souligne l'efficacité de la virtualisation pour réduire la consommation électrique des serveurs en réduisant la part d'énergie utilisée lors de la phase d'utilisation à 27% contre 43% sans la virtualisation (U.S. Environmental Protection Agency, August 2007). La virtualisation permet aux clients d'un service de TIC d'accéder à un réseau de communication en temps réel pour un ensemble d'applications, de programmes, de contenus et autres fonctions nécessitant une infrastructure de traitement de données importante (Spatari et al., 2011) .

La virtualisation permet ainsi l'application d'une solution : le passage au « *Cloud Computing* ». Le « *Cloud Computing* » est un modèle de service utilisé pour décentraliser les ressources informatiques (Berl et al., 2010). La technologie de virtualisation alimente le « *Cloud Computing* », mais il est important de différencier les deux technologies. La virtualisation diffère du « *Cloud Computing* », en agissant comme un logiciel qui manipule le matériel informatique, tandis que le « *Cloud Computing* » fait référence à un service (mail, logiciel etc.) qui résulte de cette manipulation. Le « *Cloud Computing* » est un modèle de gérance informatique, permettant un accès pratique, sur demande au réseau, utilisant le partage des ressources informatiques (Gabrielsson et al., 2010). Le service de « *Cloud Computing* » via la virtualisation peut réduire considérablement la consommation d'électricité de l'utilisation des infrastructures, de 30 à 90 % dépendamment de la taille des entreprises, par rapport aux centres de données privées en centralisant les données dans de grands complexes (Thomond, February 2013) (Accenture, 2010). L'avantage du « *Cloud Computing* » est notable pour les petites et moyennes entreprises qui ne sont plus contraintes à utiliser leur propre centre de données, mais peuvent louer les services de

gérants de centres de données qui sont en général beaucoup plus efficaces pour gérer des serveurs. Le « *Cloud Computing* » joue donc sur une économie d'échelle qui permet en général d'améliorer l'efficacité des centres de données en optimisant la gérance sur une grande échelle des données informatiques.

Parallèlement, le « *Cloud Computing* » offre beaucoup de caractéristiques, telles qu'une grande rapidité d'accès aux données informatiques, mais aussi la possibilité d'accéder et de payer juste pour le service rendu en fonction des besoins (Gabrielsson et al., 2010). Les services de « *Cloud Computing* » ont permis d'améliorer l'orchestration en temps réel, le temps de réponse et le partage des infrastructures pour plusieurs utilisateurs (Ericsson, February 2014; Garg; Kim et al., 2009). En effet, le modèle de « *Cloud Computing* » orchestre le réseau de façon à optimiser le déploiement des applications afin de satisfaire les utilisateurs dans leurs exigences en temps réel. Un grand nombre de fournisseurs de services Internet et de téléphone ont généralisé l'utilisation du « *Cloud Computing* » (Ericsson, February 2014).

Néanmoins, certains auteurs font référence aux effets rebonds venant mitiger les effets bénéfiques du « *Cloud Computing* » (Global eSustainability Initiative, 2008; Takahashi et al., 2004). En effet, la facilité d'accès à un réseau à la demande rapide et sur mesure accroît l'utilisation d'un tel service de « *Cloud Computing* », créant une demande supplémentaire qui contribue à accélérer la dépendance des services de TIC à l'électricité et rend encore plus imminente une crise énergétique des centres de données (Cook, 2012; Garg et al., 2011). Récemment, Greenpeace a publié dans son dernier rapport d'avril 2014, le classement mondial de la demande électrique par pays, par année versus celle du « *Cloud Computing* ». Le « *Cloud* » arrive en sixième position juste après la Russie avec plus 684 TWh (Gary Cook, 2014).

2.1.3.2 La mobilité de la charge de travail

En raison de la flexibilité dans la gestion des serveurs offerte par la virtualisation et le « *Cloud Computing* », la charge de travail requise pour un service TIC peut être partagée et traitée entre différents centres de données du réseau dispersés géographiquement (Berl et al., 2010; Ghamkhari & Mohsenian-Rad, 2012; Mingay, 2007). La charge de travail peut ainsi être concentrée sur un unique centre de données ou sur plusieurs suivant la situation et les critères d'optimisation. La qualité du service est garantie par un suivi et une gestion en temps réel rendu

possible grâce aux vitesses de transfert toujours plus performantes (Ghamkhari & Mohsenian-Rad, 2012; Le, Bilgir, et al., 2010; Scarfò, 2011).

De nombreuses pistes sont explorées afin de développer des services intelligents, orchestrant de façon mobile la charge de travail d'un centre de données à l'autre. Plusieurs critères sont résumés dans la littérature (Le, Bilgir, et al., 2010). La mobilité de la charge de travail peut se faire selon:

- (1) Le prix de l'électricité (J. Li et al., 2012; Z. Liu et al., 2011)
- (2) L'alternance des périodes de pointes et de faibles demandes électriques des services TIC faisant intervenir des centres de données situés dans des fuseaux horaires différents (Le, Bianchini, et al., 2010)
- (3) La disponibilité d'énergies renouvelables (Ghamkhari & Mohsenian-Rad, 2012; Moghaddam et al., 2012)

Le premier de ces critères orchestre la mobilité des serveurs en fonction du prix de l'électricité le plus faible. Pour le deuxième critère, la mobilité s'appuie sur les décalages horaires des différents sites. Par exemple, pour décongestionner la demande électrique pendant les heures de forte affluence de certaines zones géographiques. Cette approche tient compte ainsi de l'alternance des heures de pointe et des heures creuses de différents sites de serveurs situés sur plusieurs fuseaux horaires ; ou dans la même logique, pouvoir bénéficier via la mobilité d'avantages géographiques journaliers comme le soleil et le vent. Cette approche, rejoint le troisième critère qui tient compte, quant à lui, de l'intermittence et de la répartition aléatoire des énergies renouvelables à la surface de la Terre. Optimisant ainsi l'utilisation du service en fonction des ressources renouvelables disponibles.

Quel que soit le critère choisi de mobilité de la charge de travail répartie sur différents centres de traitement de données, cela implique une bonne connaissance en temps réel du ou des paramètres de migrations ciblés (Le, Bilgir, et al., 2010) (le prix de l'électricité, les technologies de production électrique, la température, l'humidité etc.). Ce premier point est appuyé par certains auteurs, mentionnant la nécessité d'avoir des paramètres dynamiques pour le prix de l'électricité, afin d'optimiser les migrations sur le marché réel de l'électricité (Le, Bianchini, et al., 2010; Z. Liu et al., 2011). Un grand nombre d'études traitent de la mobilité de la charge de travail via un service de « *Cloud Computing* », essentiellement d'un point de vue de la réduction de la facture électrique (Le, Bianchini, et al., 2010; Le, Bilgir, et al., 2010).

Cependant, la migration de la charge de travail et des données selon le critère du prix de l'électricité trouve un certain scepticisme auprès de la communauté scientifique, car le choix de ce critère favorise la consommation d'électricité peu coûteuse au détriment de l'empreinte carbone, car l'énergie renouvelable à faibles émissions de GES n'est pas nécessairement la moins chère sur le marché de l'électricité (Mills, 2013; Spatari et al., 2011).

Afin de ne pas subir un effet rebond néfaste de la technologie « *Cloud Computing* » face à l'augmentation de la masse de données, il faut que les TIC se tournent vers des solutions énergétiques durables qui émettent moins de GES (Baliga et al., 2011a; Ghamkhari & Mohsenian-Rad, 2012). De plus, les migrations de la charge de travail peuvent entraîner des variations plus ou moins importantes de la demande électrique des centres de données concernés. Par conséquent, le calcul de l'empreinte carbone d'un centre de données fonctionnant en « *Cloud Computing* » peut être plus complexe que celui d'un centre de données isolé pour lequel les variations de la demande électrique seraient moins importantes.

2.1.3.3 L'attrait des sources d'énergies renouvelables

Alors qu'une augmentation de l'efficacité énergétique a été bénéfique dans la réduction des impacts liés à la croissance des TIC, la question des sources d'énergies n'a pas été complètement résolue. En fait, à l'échelle mondiale, la source d'énergie primaire la plus utilisée reste les combustibles fossiles qui émettent de grandes quantités de GES (IPCC, 2014; Omer, 2008). La part mondiale des énergies renouvelables comme le solaire et l'éolien est encore faible. Il revient donc aux industries de télécommunications de promouvoir l'utilisation des ressources énergétiques renouvelables au lieu de combustibles fossiles pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de carbone des systèmes de TIC (Ghamkhari & Mohsenian-Rad, 2012). Les objectifs de réduction des GES des TIC sont intrinsèquement liés aux politiques globales de développement durable, mettant l'accent sur la nécessité de fournir des services durables, intergénérationnels et respectueux de l'environnement (Riaz et al., 2009). Zhenhua Liu et ses collaborateurs soulignent l'énorme opportunité environnementale de la mobilité de la charge de travail et des données en permettant la pénétration des énergies vertes dans les balances énergétiques répondant à la demande électrique des centres de données (Z. Liu et al., 2011). Mais en raison de leur intermittence, l'intégration des ressources énergétiques renouvelables est

généralement très difficile dans les réseaux et les services de TIC en perpétuelle sollicitation (Ghamkhari & Mohsenian-Rad, 2012).

L'optimisation de la consommation d'énergies renouvelables est encore très peu développée dans le secteur des TIC. On trouve néanmoins quelques initiatives sous l'appellation «*Follow The Sun / Follow The Wind*» (FTSFTW) (Van Heddeghem et al., 2012) ou encore le «*GreenStar Network*» (Synchromedia, 2014). De tels projets permettraient de réduire de façon significative l'empreinte carbone des centres de données, en orchestrant la migration de la charge de travail et des données en fonction de la disponibilité des énergies renouvelables.

Certaines études fournissent des résultats incorrects en annonçant une empreinte carbone nulle dès lors que des sources d'énergies renouvelables sont utilisées pour approvisionner les centres de données (Figueroa et al., 2009). Il s'agit d'une vision erronée des impacts attribués aux énergies renouvelables. En effet, ces auteurs ne tiennent pas compte de l'ensemble du cycle de vie des énergies renouvelables, comme la construction des infrastructures et l'extraction des matières premières et autres activités qui génèrent des émissions de GES (Varun, 2009).

Plus largement développée, la construction de centres de traitement de données dans des pays exploitant largement des ressources renouvelables pour produire de l'électricité et/ou des conditions climatiques permettant le «*free-cooling*» voit de plus en plus le jour comme en Suède ou en Finlande (Google USA, 2013). Le «*free-cooling*» consiste à déplacer les centres de données vers des régions plus froides pour permettre d'utiliser l'extérieur comme source de refroidissement du système. L'ensemble des énergies renouvelables est convoité allant de l'hydroélectricité (Lejeune, 2012) à l'énergie éolienne et solaire (Van Heddeghem et al., 2012). Beaucoup de compagnies fournisseuses de «*Cloud Computing*» travaillent sur la transition énergétique des centres de traitement de données, en achetant de l'électricité directement à partir des fermes éoliennes ou solaires à proximité de leurs centres de données (Gary Cook, 2014; Google USA, 2013; Pedram, 2012; Seubert, 2012). Par exemple, en Caroline du Nord le centre de données d'Apple sera alimenté en partie par vingt mégawatts d'origine solaire et près de cinq mégawatts de piles à combustible au biogaz (Gary Cook, 2014). Un autre exemple est celui de Google qui a acheté 200 mégawatts d'énergie éolienne à un producteur local en vue de réduire l'empreinte carbone de ses activités. Ce dernier point pose le problème du déplacement des impacts et des frontières du système. En privant les autres utilisateurs du réseau électrique d'une

source d'énergie renouvelable, le contractant d'énergie renouvelable force les autres utilisateurs à se tourner à priori vers d'autres sources d'énergies souvent plus polluantes. Cette tendance, quoique partie prenante des politiques d'éco blanchissement des compagnies, va probablement croître, rendant les centres de données et le réseau de transport de données plus respectueux de l'environnement, mais sans nécessairement améliorer le profil environnemental régional. Ainsi, les profils électriques nationaux et l'ensemble des conséquences environnementales associées à la production d'énergie doivent être considérés pour chiffrer les gains réels en matière d'émissions carbone et des autres impacts environnementaux. En effet, sauf si de nouvelles sources d'énergies renouvelables sont exploitées spécifiquement pour approvisionner de nouveaux systèmes de TIC, l'utilisation de sources d'énergies renouvelables existantes n'est pas suffisante pour lutter de façon concrète contre les changements climatiques et les autres problèmes environnementaux.

Par ailleurs, la facilité et la performance de l'accès aux services de TIC créent un effet rebond augmentant la demande pour ces services et par conséquent la demande électrique. Afin de lutter efficacement contre les effets rebonds induits par l'affluence des services de TIC dans notre société, il va être important d'améliorer l'efficacité énergétique, mais aussi d'augmenter la contribution des énergies renouvelables dans la production d'électricité.

Pour résumer, trois paramètres peuvent influencer sur l'impact des réductions d'énergies et les émissions de GES d'un centre de données (Bouley, 2012a):

- La localisation (liées à la production régionale de l'électricité et aux conditions climatiques)
- La charge de travail informatique
- L'efficacité énergétique du centre de données

2.1.3.4 La variation temporelle d'un service de TIC

La mobilité en temps réel des services de « *Cloud Computing* » est la porte ouverte à un grand nombre de bénéfices économiques et environnementaux. Cependant la solution optimale en matière de réduction de l'empreinte carbone n'est pas nécessairement optimale en matière de coût de l'électricité (Moghaddam et al., 2011). À la lumière des préoccupations environnementales grandissantes (Lo & Potdar, 2010), il va donc être important pour les fournisseurs de services de « *Cloud Computing* » de pouvoir fournir à leurs clients et à leurs gouvernements un calcul fiable

de l’empreinte carbone de leurs services, tout en réduisant les coûts environnementaux finaux du service (Moghaddam et al., 2011). De plus, afin d’optimiser la migration de la charge de travail d’un point de vue environnemental sur un laps de temps très court, les services de « *Cloud-Computing* » font naître un besoin d’anticipation des impacts environnementaux sur le très court terme.

Outre la mobilité de la charge de travail rajoutant une dynamique au service de « *Cloud Computing* », de nombreux services de TIC consomment de l’électricité de façon irrégulière. Par exemple, la consommation d’électricité liée à l’utilisation d’internet est variable pour une journée. Spatari et ses coauteurs illustrent cette variation en étudiant les fluctuations sur 24h de la demande énergétique du site internet de la coupe de monde 1998 (Spatari et al., 2011). De même les activités ponctuelles de maintenance des serveurs produisent une demande électrique variable dans le temps (Gebert et al., 2012). Cette variation dans le temps de la consommation d’électricité des TIC pose un problème pour l’évaluation environnementale du service due, entre autres, à la dynamique de la production d’électricité.

Afin de répondre de façon optimale aux préoccupations environnementales en matière de TIC, toutes les solutions d’efficacité énergétique vont nécessiter une méthode de mesure précise de l’énergie consommée ainsi qu’une mesure fiable des gaz à effet de serre émis (Moghaddam et al., 2012).

Pour conclure, il né des TIC un réel besoin d’obtenir un calcul d’empreinte carbone intégrant la dynamique de consommation d’électricité : instantané pour les services évolutifs, mais aussi prospectif sur le très court terme afin de pouvoir anticiper la mobilité des services sur un critère environnemental fiable.

2.2 Étude de cas : le « Green Sustainable Telco Cloud »

Comme vu précédemment, la technologie « *Cloud Computing* » facilite la délocalisation de la charge de travail sur plusieurs centres de données situés dans des régions présentant de forts atouts énergétiques. C’est l’approche retenue dans le projet « *Green Sustainable Telco Cloud* (GSTC) », en souhaitant développer l’un des premiers réseaux internet et télécommunications utilisant le « *Cloud Computing* » de façon dynamique au Canada.

2.2.1 Le Canada, un pays attrayant pour les services de TIC

Lors du 7^e Symposium de l'ITU (International Telecommunication Union) sur les TIC, l'environnement et le changement climatique, tenu à Montréal, le gouvernement du Canada souligne l'importance des TIC en matière de développement et stratégies durables (ITU, 2012). Le Canada séduit par ses ressources d'énergies renouvelables (voir ANNEXE A sur l'électricité au Canada) et attire des projets novateurs de TIC (Synchronmedia, 2014). Un consortium canadien, Pan-Consortium attaché à l'École de technologie supérieure (ETS), fait d'industriels, d'universités et d'organismes gouvernementaux, souhaite développer l'un des premiers réseaux internet et télécommunication dynamique et à faibles émissions de GES au Canada (Ericsson, August 2007; Synchronmedia, 2014). Le projet initiateur, le réseau « GreenStar », première phase de recherche, s'appuie sur le réseau de la compagnie « CANARIE ». Le réseau « GreenStar » a pour ambition de devenir le premier réseau de télécommunication au monde à être entièrement alimenté par des énergies renouvelables. Les données rassemblées et virtualisées sous forme de « *Cloud* » circuleraient sur un maillage abstrait relié à des nœuds de serveurs implantés stratégiquement (figure 2-2). Cette première phase de recherche tenait compte de la disponibilité de la ressource énergétique renouvelable (vent, lumière du soleil), afin que tel ou tel nœud de serveurs prennent le relai pour satisfaire l'utilisateur dans sa demande du service de TIC (Synchronmedia, 2014). La connaissance de la disponibilité et l'utilisation des sources d'énergies renouvelables intermittentes doivent permettre d'optimiser la flotte de centre de données et ainsi réduire l'empreinte carbone d'un tel réseau. Mais, malgré le fort atout de certaines provinces en matière d'énergies renouvelables, est-il viable de suivre ces sources intermittentes pour réduire l'empreinte carbone? En effet, l'optimisation par le biais des sources d'énergies renouvelables n'est pas viable si celles-ci interviennent dans le bouquet électrique global de la province. Dans ce cas, l'impact attribué à la consommation électrique du service de TIC dépend de l'entièreté du bouquet électrique. Or, certaines sources plus polluantes peuvent venir noircir les impacts totaux, malgré la présence d'une part renouvelable importante dans le profil électrique provincial. Il est à noter de plus que le marché de l'électricité ne s'arrête pas aux simples atouts locaux. Les provinces échangent des quantités non négligeables d'électricité entre elles et avec les États-Unis, pouvant venir changer les profils de production d'électricité provinciaux.

Le projet a donc suivi une dynamique de réflexion au travers du projet connexe GSTC, dans l'optique d'une réelle réduction de l'empreinte carbone. Il a été mis en avant, l'importance

de dresser les profils énergétiques précis des régions considérées et d'intégrer l'interdépendance des importations et exportations de chaque province ciblée. L'étude de la variabilité du bouquet électrique fourni pendant la phase d'utilisation du service de TIC se différencie des autres flux électriques survenant lors des autres étapes du cycle de vie, de par sa grande variabilité temporelle. De plus, les technologies de production d'électricité changent d'une région à l'autre, il convient donc de tenir compte de cette variabilité supplémentaire. En effet, l'énergie électrique utilisée pour le service de « *Cloud Computing* » est une production provinciale, ce qui donne lieu à une phase d'inventaire propre à chaque province.

Dans son ensemble, le projet GSTC va faire évoluer la plate-forme GSM (Global System Mobil) vers un nouveau modèle intelligent NGN (Next Generation Network), afin de fournir aux utilisateurs du service un service de « *Cloud Computing* » performant à moindre coût et diversifié. Le nouveau système mis en place sera un système évolutif durable permettant d'optimiser la charge de travail, la consommation d'énergie et les GES (Synchromedia, 2014).

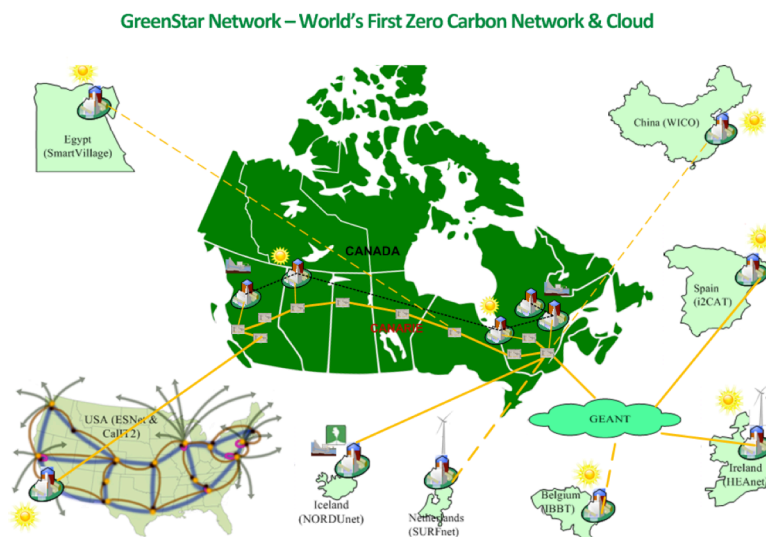


Figure 2-1 Carte schématique du Green-Star-Network

Une telle étude doit être appuyée sur une base solide de calculs de l’empreinte carbone adaptée à la problématique spatiale et temporelle d’un tel réseau de « *Cloud Computing* ». L’ACV et les calculs de l’empreinte carbone vont permettre d’identifier les zones géographiques ayant une électricité moins émettrice de GES.

L’étude de cas va être développée autour d’un cas fictif d’implantation d’un réseau de type GSTC dans trois provinces canadiennes. Les impacts environnementaux de la consommation électrique de trois centres de données sont étudiés dans trois zones géographiques aux comportements électriques différentes. Le détail de cette étude de cas est fourni dans la section méthodologie.

2.3 Les méthodes d’analyse de l’empreinte carbone

2.3.1 Un manque de consensus dans la définition

Le concept de l’empreinte carbone est un terme commun aux préoccupations environnementales, il a largement contribué aux débats politiques et industriels en matière de changements climatiques. Très en vogue, l’empreinte carbone est vue comme une référence en matière de lutte contre le réchauffement climatique pour un grand nombre d’institutions et d’utilisateurs (European-Commission, 2009; WBCSD & WRI, 2011; WWF, 2011). L’empreinte

carbone est vue comme l'indicateur phare de la quantification du réchauffement climatique. La société adopte et vulgarise cette appellation et fait naître une demande croissante en calculs d'empreinte carbone afin d'orienter ses choix (Carbon Trust, 2007; WBCSD & WRI, 2011). De nombreuses approches ont été dès lors proposées pour fournir des estimations, allant du calculateur sur internet comme l'outil Bilan Carbone proposé par l'ADEME, à l'analyse du cycle de vie plus sophistiquée ou encore des méthodes basées « *input/output* » s'appuyant sur des données d'émissions de plusieurs secteurs économiques. Malgré son utilisation omniprésente dans un grand nombre de publications, un grand nombre d'auteurs soulignent le manque apparent de définitions académiques et de transparence dans les calculs (Pandey et al., 2011; Weidema et al., 2008; Wiedmann & Minx, 2007). En effet, la littérature scientifique est étonnamment vide de précisions sur l'obtention des chiffres qu'elle utilise, malgré le fait que d'innombrables études sur l'énergie, l'écologie ou encore l'économie utilisent couramment le terme empreinte carbone ou son anglicisme « *Carbon footprint* » (Weidema et al., 2008). Il est à noter aussi qu'il existe une certaine contradiction entre l'utilisation publique versus académique du terme d'empreinte carbone (Wiedmann & Minx, 2007). Ceci est dû à des attentes différentes avec d'un côté la recherche de pragmatisme par les scientifiques et de simplicité par la société et de l'autre la recherche d'exhaustivité et pertinence de l'information. La littérature est pleine de diverses définitions, d'appellations concernant l'empreinte carbone (Wiedmann & Minx, 2007). Un ensemble de définition est donné au tableau 2.1. En plus de l'hétérogénéité des définitions, certains synonymes peuvent être utilisés dans la littérature. L'idée d'empreinte carbone se retrouve dans les dénominations comme le bilan carbone, l'empreinte écologique ou encore comme c'est le cas de la catégorie d'impacts changement climatique en Analyse du cycle de vie ainsi que d'autres appellations comme le flux de carbone, ou encore l'empreinte en GES (Finkbeiner, 2009; Pandey et al., 2011; Peters, 2010).

Tableau 2.1: Différentes définitions de l’empreinte carbone dans la littérature

Sources	Définition
(BP, 2007)	« L’empreinte carbone est la quantité émise en CO ₂ causée par les activités du quotidien (lavage, transport etc.) ».
(Wiedmann & Minx, 2007)	« L’empreinte carbone doit inclure l’ensemble des émissions directes et indirectes en dioxyde de carbone (CO ₂) ».
(Carbon Trust, 2007)	« L’empreinte carbone est une méthodologie permettant d’estimer les émissions totales en gaz à effet de serre au préalable définie par le Protocole de Kyoto en équivalent de CO ₂ , sur l’ensemble du cycle de vie... ».
ETAP (Wiedmann & Minx, 2007)	« L’empreinte carbone est une mesure de l’impact des activités humaines sur l’environnement en termes de quantité de gaz à effet de serre produite, mesurée en tonnes de dioxyde de carbone ».
(ISO, 2013)	« L’empreinte carbone est la quantité de Gaz à Effet de Serre émis par une organisation, une entreprise, une personne, un produit sur l’ensemble de son cycle de vie ».
(WBCSD & WRI, 2011)	« L’empreinte carbone ou inventaire GES d’un produit compile la somme des flux entrants et sortants associés aux différentes étapes du cycle de vie, permettant d’évaluer ainsi les impacts potentiels sur le changement climatique... ».

2.3.2 Analyse critique des différentes approches

Comme le montrent beaucoup d’études, il n'existe pas de consensus clair sur la façon de mesurer ni même de quantifier l'empreinte carbone (Wiedmann & Minx, 2007). Le panel de définitions varie des émissions directes de CO₂ à la considération de plusieurs gaz à effet de serre sur l’ensemble du cycle de vie (Malmodin et al., 2013; Wiedmann & Minx, 2007).

2.3.2.1 Gaz à effet de serre

L’un des premiers points de désaccord entre les différentes études vient du manque d’uniformité des différents gaz intégrés dans chacune des définitions (The Edinburgh Centre for Carbon Management, 2007). Certains auteurs comme Thomas Wiedmann et Jann Minx (2007) restreignent l’empreinte carbone à l’étude des émissions en dioxyde de carbone, justifiant cette approche pour des raisons pratiques et d’accès aux données. Un tel indicateur d’empreinte

carbone comme quantificateur du réchauffement climatique est incomplet. Le dioxyde de carbone est de loin le gaz à effet de serre le plus médiatisé, mais n'est pas le seul responsable des impacts du réchauffement climatique (IPCC, 2014). En effet, émis en plus grande quantité par les activités humaines, le dioxyde de carbone est le plus dommageable, mais n'est cependant pas le plus impactant des GES en terme de potentiel radiatif par unité de volume influençant le réchauffement climatique. Par exemple, les composés gazeux fluorés comme les CFC utilisés comme gaz frigorigérant ont un impact dix mille fois plus important que le CO₂ à volume égal (IPCC, 2007). La majeure partie des études modernes s'accordent à élargir l'empreinte carbone à d'autres GES carbonés et non carbonés, afin de quantifier de façon plus complète la contribution des activités humaines au réchauffement climatique (Kenny & Gray, 2009; Pandey et al., 2011; Weidema et al., 2008). En 1997 lors de la troisième conférence des Parties à la Convention tenue à Kyoto, les gouvernances ont identifié six gaz à effet de serre majeurs : CO₂, CH₄, N₂O, HFC₅, PFC₅, SF₆. Beaucoup d'études partiront de cette base GES pour construire leur empreinte carbone (Wiedmann & Minx, 2007). Malgré un certain consensus sur la comptabilisation des GES suite au Protocole de Kyoto, beaucoup d'études sur les TIC manquent de clarté dans la notion d'empreinte carbone en ne donnant aucun détail sur les calculs ni même les GES abordés (Fettweis & Zimmermann, 2008; Gartner, 2005; Van Heddeghem et al., 2012; Vereecken et al., 2012). Pour Malmodin et al. (2013) ce manque de transparence des travaux sur les TIC et prônent pour une systématisation de l'empreinte carbone aux émissions de GES les plus pertinentes, qui se produisent au cours du cycle de vie du système TIC étudié.

En effet, la communauté scientifique en analyse du cycle de vie s'est accordée pour utiliser les indicateurs GWP (Global Warming Potential) proposés par le GIEC à partir d'une liste plus exhaustive de GES, afin de ramener l'ensemble de ces gaz en équivalent de dioxyde de carbone (IPCC, 2007; Weidema et al., 2008). N'ayant pas le même pouvoir de réchauffement climatique c'est-à-dire capacité à absorber la chaleur chaque GES est pondéré en fonction de son impact sur l'environnement. L'unité de l'empreinte carbone est donc standardisée en équivalent de CO₂ (CO₂ _{eq}) afin de pouvoir être comparée sur une même base relative en CO₂. Généralement, dans la plupart des études, l'unité CO₂ _{eq} est calculée en multipliant les émissions de chaque gaz à effet de serre par son facteur GWP sur un horizon temps de cent ans dans le cas contraire l'horizon de temps est spécifié par les auteurs.

2.3.2.2 Les frontières de l'empreinte carbone

L'autre grande divergence des approches de calcul de l'empreinte carbone se trouve dans la définition des frontières du système étudié (Matthews et al., 2008). Certaines études réduisent le système aux émissions directes en dioxyde de carbone, c'est-à-dire celles provenant uniquement de la combustion de matières carbonées lors de la phase d'utilisation du processus à l'étude. Par exemple, si on regarde le cas d'une chaudière fonctionnant au fuel, la combustion du fuel va émettre des matières polluantes lors de la phase d'utilisation à l'étude. Mais dans le cas d'une chaudière électrique, les émissions dues à la production électrique ont lieu en amont de l'utilisation de la chaudière et donc ne seraient pas intégrées par une approche directe. Malgré leurs simplicités d'approche, les calculs des émissions directes omettent des émissions en amont et en aval du processus étudié comme de la production de l'électricité. L'étude uniquement des émissions directes peut sous-estimer grandement les émissions globales. D'après les travaux menés par l'université de Pittsburgh, seulement 14% en moyenne des émissions proviendraient des émissions directes sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, contre 26% si on intègre à celles-ci les entrants électriques (Matthews et al., 2008; Wiedmann & Minx, 2007). Les entrants électriques sont majoritairement bien représentés dans les études des systèmes de TIC en raison de la forte contribution des flux électriques dans l'analyse environnementale des systèmes (Bouley, 2012a; Moghaddam et al., 2012). Néanmoins, on retrouve un manque notable d'uniformité et de transparence dans les frontières quant aux dispositifs (utilisation, infrastructure, réseau, équipements...) intégrés dans le calcul de l'empreinte carbone des systèmes de TIC où les frontières varient beaucoup d'une étude à l'autre (Fettweis & Zimmermann, 2008; Van Heddeghem et al., 2012).

L'approche superficielle et l'opacité de l'empreinte carbone limitent les possibilités d'atténuations des émissions en GES, car seule une partie des sources d'émissions est identifiée. L'extension des frontières devient donc une question primordiale pour un calcul adéquat de l'empreinte carbone (Weidema et al., 2008). La littérature propose plusieurs extensions de frontières insistant sur la nécessité d'introduire les émissions directes et indirectes avec une vision sur tout le cycle de vie (Carbon Trust, 2014; Wiedmann & Minx, 2007). Cependant les avis divergent encore sur les frontières au sein de la chaîne d'approvisionnement, avec inclusion ou exclusion au niveau, des transports, des infrastructures, des fournisseurs ou encore de la fin de vie (Wiedmann & Minx, 2007). En l'absence d'uniformité sur le choix des frontières établies

pour les calculs d'empreinte carbone, l'harmonisation du concept d'empreinte carbone devient primordiale pour établir des politiques de lutte contre les changements climatiques fiables et durables.

2.3.2.3 Harmonisation de l'empreinte carbone

Un grand nombre d'auteurs adopte pour le calcul de l'empreinte carbone d'un produit (bien ou service) une approche cycle de vie en considérant l'ensemble des GES proposés lors de la conférence de Kyoto (Peters, 2010; Sinden, 2009; Weidema et al., 2008). Plusieurs méthodologies permettent de calculer l'empreinte carbone d'un produit. Actuellement, les plus reconnues internationalement sont la norme ISO-14067, le Protocole sur les Gaz à Effet de Serre (GHG Protocol) et le PAS 2050 « *Publicly Available Specification 2050* ». L'ensemble de ces trois initiatives a utilisé ISO 14040/14044 comme base, ce qui fait en sorte qu'elles sont très similaires et n'entrent pas en contradiction avec les normes de l'ACV.

Les deux premières approches sont très proches dans leurs champs d'expertise en matière de standardisation de l'empreinte carbone pour les produits. La spécification technique ISO-14067 établit des standards de conformité de la phase d'inventaire des émissions de gaz à effet de serre (ISO, 2013). La communauté d'analyse du cycle de vie a largement contribué à mettre en place un ensemble de normes spécifiques pour les calculs de l'empreinte carbone de produits (ISO, 2006a, 2013; Weidema et al., 2008). Grâce à cet ensemble de normes, les calculs d'empreinte carbone gagnent en traçabilité et uniformité, offrant ainsi une plus grande clarté aux discours et démarches environnementaux.

Le GHG Protocol découle, quant à lui, d'une initiative commune à la WRI (World Resource Institute) et WBCSD (World Business Council Sustainable Development) qui ont développé un ensemble d'outils et de données pour la quantification de l'empreinte carbone (WBCSD & WRI, 2011). Les approches sont très similaires, ISO est néanmoins plus explicite sur le développement du cadre de calculs de l'empreinte carbone et est normative. Le protocole des GES se réfère, quant à lui, aux outils de calculs développés parallèlement par la WBCSD/WRI et est mis en place à but incitatif, pour le déploiement d'initiatives environnementales. De plus, ISO 14067 spécifie davantage les exigences convenues au niveau international sur ce qu'il faut faire en matière de comptabilisation et de vérification des émissions de GES. Par ailleurs, la spécification ISO définit le cadre méthodologique du calcul de façon plus concise, alors que le

GHG Protocol guide davantage l'utilisateur dans comment procéder pour la comptabilisation et la déclaration des GES. Par exemple, le GHG Protocol fournit une multitude de conseils sur l'identification des émissions indirectes.

L'ISO, le WRI et le WBCSD ont signé un Protocole d'accord (MoU) afin de promouvoir ensemble les normes ISO 14067 et les standards du GHG Protocol afin de renforcer les démarches d'uniformisation des outils environnementaux (ISO, 2014).

Parallèlement, suite à la préoccupation environnementale croissante des services de TIC, plusieurs standards ont été développés ou sont en cours de développement spécifiques au secteur des TIC. Parmi les organisations clés en matière de standardisation des impacts environnementaux des TIC, l'ITU (International Telecommunication Union) et l'ETSI (European Telecommunication Standards Institute) jouent un rôle important. L'ITU et l'ETSI développent des lignes directrices pour le calcul des émissions de GES, la mesure de l'énergie consommée par les TIC ainsi que la mise en place de séries d'initiatives de réduction des émissions en GES en matière d'architecture, de systèmes et de fournisseurs (Despins et al., 2011). Dans la même dynamique, plusieurs recherches de standardisation avec une composante spéciale pour les TIC voient le jour comme celles proposées par le GHG Protocol ou encore par l'agence des Nations Unies (Despins et al., 2011; WBCSD & WRI, 2011). Il y a une nécessité grandissante d'établir des standards précis, car le contexte des TIC est assez spécifique avec la définition des systèmes (physique et virtuel), le développement rapide des technologies et des services ainsi que la consommation d'électricité variable dans le temps.

L'approche de l'empreinte carbone peut s'avérer délicate pour les processus à grande variabilité spatiale et temporelle. Actuellement, aucune méthode standardisée d'empreinte carbone ne considère pas la composante temporelle des systèmes tels que les TIC pour un calcul dynamique des émissions de GES. Généralement l'empreinte carbone est calculée périodiquement sur une échelle annuelle et nationale à partir des émissions moyennes des procédés (production d'électricité ou autre) (Carbon Trust, 2007; Pandey et al., 2011).

Il y a une nécessité en calculs précis d'empreinte carbone afin de pouvoir optimiser des réseaux comme le TIC, demandant des méthodologies adéquates avec une résolution temporelle élevée.

2.3.3 Empreinte carbone et analyse du cycle de vie

La pensée cycle de vie se retrouve actuellement dans de nombreuses approches de l'empreinte carbone comme au sein des spécifications PAS-2050 ou encore ISO 14067. La communauté scientifique s'accorde à dire que l'empreinte carbone doit refléter l'ensemble du cycle de vie, mais est consciente de la tâche fastidieuse de cette méthode (Wiedmann & Minx, 2007). L'empreinte carbone peut être traitée comme un sous-ensemble de l'analyse du cycle de vie en représentant uniquement son impact sur le changement climatique (Malmodin et al., 2013; Weidema et al., 2008). Plus complète, la méthode d'analyse du cycle de vie mesure différents types d'impacts environnementaux potentiels d'un produit, procédé ou service sur son cycle de vie. La méthodologie offerte par l'ACV peut donc permettre une approche multicritères et plus complète de l'empreinte carbone (Guinee et al., 2010). L'ACV, adopte les meilleures pratiques de calcul de l'empreinte carbone, (IPCC, 2007), les GES pris en compte dépendent des GWP disponibles par les différentes méthodes d'analyse des impacts.

2.4 L'Analyse du Cycle de vie

Apparue dans les années 1970, l'Analyse du cycle de vie (ACV) trouve son origine au cœur des préoccupations naissantes en matière de problématiques environnementales. Développée par l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO), la Société de Toxicologie et Chimie Environnementales (SETAC) et le Programme des Nations Unies pour l'Environnement, l'ACV est maintenant largement utilisée dans un grand nombre de champs d'applications. En perpétuelle évolution, l'ACV est un outil performant d'aide à la décision au service des entreprises, des collectivités et des gouvernements envieux de développer des projets porteurs de développement durable.

2.4.1 Définition et applications

Un cycle de vie peut être divisé en quatre phases majeures : l'extraction des matières premières, la production, l'utilisation et la fin de vie. L'ACV consiste à l'étude successive de l'ensemble de ces étapes afin de modéliser et évaluer les impacts potentiels sur l'environnement d'un produit ou d'un service.

Plusieurs raisons peuvent amener à la réalisation d'une ACV. Par exemple, la recherche de certification environnementale, la conception de nouveaux produits plus durables, une expertise environnementale complète en matière de durabilité ou encore la comparaison sur critères environnementaux de produits et / ou services (Jolliet et al., 2010).

2.4.1.1 Méthodologie

L'ACV a fait l'objet depuis 1996 d'un regroupement de normes environnementales mises en place par l'Organisation Internationale de Normalisation (ISO). L'élaboration des normes ISO 14040 (Organisation Internationale de Normalisation 2006a : Management environnemental-ACV-Principe et cadre) et ISO 14044 (Organisation Internationale de Normalisation 2006b: Management environnemental-ACV-Exigences et lignes directrices) a permis d'éditer les grands concepts et le cadre méthodologique pour la réalisation d'une ACV (Guinee et al., 2010). ISO décompose l'ACV en quatre étapes (ISO, 2006a):

- (1) Définition de l'objectif et champ de l'étude
- (2) Inventaire
- (3) Évaluation des impacts du cycle de vie
- (4) Interprétation

La méthode d'ACV a l'avantage d'être une méthode itérative, où chaque phase découle des autres, permettant ainsi une cohérence et une perspective transversale sur l'ensemble de ces étapes et des résultats comme le montre la figure 2.1.

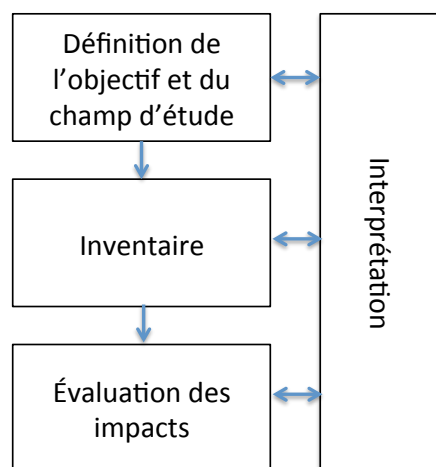


Figure 2-2 Phases de l'analyse du cycle de vie selon la norme ISO 14040 (ISO, 2006b)

2.4.1.2 Définition des objectifs et du champ de l'étude

Selon les normes ISO, cette première phase a pour but de définir la portée de l'étude et les conditions dans lesquelles elle est conduite.

La définition de l'objectif doit permettre de définir clairement les raisons de l'étude et indiquer le commanditaire et/ou le public cible à qui seront communiqués les résultats. La vulgarisation et le choix des détails de l'étude doivent être adaptés en fonction du public visé.

Plusieurs paramètres doivent être ensuite posés lors de la définition du champ de l'étude: les fonctions principale et secondaire du produit ou du service ainsi que l'unité fonctionnelle qui permet, le cas échéant, de comparer différents scénarios ou différents produits/ services. L'unité fonctionnelle est la clé maitresse de l'étude qui est définie selon ISO comme étant la « performance quantifiée d'un système de produits destinée à être utilisée comme référence dans une analyse du cycle de vie » (ISO, 2006b). En effet, les flux de référence découlent de l'unité fonctionnelle et permettent de quantifier l'ensemble des flux de matière et d'énergie nécessaire pour répondre à celle-ci. Les frontières du système ainsi que les hypothèses de l'étude sont également définies lors de cette première étape.

La détermination des frontières du système est une étape primordiale pour déterminer les processus impliqués qui ne seront pas pris en compte dans la modélisation. Les premiers processus à considérer sont ceux attachés à l'acquisition des matières premières nécessaires à la production. Suivent alors tous les processus de fabrication, y compris l'assemblage, l'emballage et

les infrastructures. La troisième étape est la phase d'utilisation dans laquelle le produit est consommé et peut exiger des flux supplémentaires tels que l'électricité, ou des actions comme l'entretien, la maintenance etc. En dernière position, la fin de vie est l'étape dans laquelle le produit est mis en décharge, incinéré, recyclé ou réutilisé. Le transport doit être aussi identifié et comptabilisé sur l'ensemble du cycle de vie.

Avant de commencer toutes les étapes de quantification, il est important de considérer l'ensemble des processus par exemple pour la comparaison des différentes technologies de production d'électricité, il est important de répertorier l'ensemble des processus intervenant dans les différentes étapes citées ci-dessus, afin de ne pas omettre des impacts. Par exemple, cette approche permet d'attribuer quelques impacts aux énergies renouvelables notamment pour la phase d'extraction des matières premières, ce qui vient nuancer certaines conclusions lorsque ces technologies sont comparées aux non renouvelables (Bhat & Prakash, 2009; Varun, 2009).

2.4.1.3 Phase d'inventaire

La phase d'inventaire du cycle de vie a pour objectif de comptabiliser sur l'ensemble du cycle de vie tous les flux de matières et d'énergie entrant et sortant du système. Ainsi, l'ensemble des substances extraites de l'environnement ou émises dans l'environnement par tous les processus sur chaque étape du cycle de vie est répertorié. Le résultat d'inventaire est une liste de milliers de substances. La complexité de la collecte des données est un point critique d'un grand nombre d'études ACV (Kennedy et al., 1996).

De plus, afin de réduire la charge de travail, toutes les émissions d'un même composé sont sommées sur l'ensemble du cycle de vie. Cette première agrégation est généralement nécessaire, mais efface les aspects spatiaux temporels et est source d'incertitudes pour le calcul des impacts (Jolliet et al., 2010).

La collecte de données peut se faire directement au niveau des processus (données primaires) en mesurant les flux entrant et sortant du processus, ou bien en recourant à des bases de données d'inventaires, ou encore en se référant à des études existantes (données secondaires). Il existe plusieurs bases de données d'inventaire, la plus connue d'entre elles et la plus largement utilisée est la base de données ecoinvent (Frischknecht et al., 2005). En complément, un grand nombre de bases de données connexes spécifiques aux pays ont été développées un peu partout dans le monde (Jolliet et al., 2010). Une des grandes différences entre les diverses bases de

données est leur niveau d'agrégation. En effet la base de données ecoinvent permet une analyse précise des contributions des flux d'inventaire alors qu'une base de données telle que Gabi agrège l'ensemble des émissions et fournit un impact global sans détail sur les processus unitaires. Cette deuxième agrégation diminue le niveau de détails ce qui peut nuire à la transparence des résultats de l'ACV.

Une fois les données brutes d'inventaire quantifiées, celles-ci sont mises à l'échelle pour répondre à l'unité fonctionnelle. L'étape d'inventaire peut permettre une interprétation préliminaire succincte de l'empreinte environnementale du produit ou du service.

2.4.1.4 Évaluation des impacts

Après la réalisation de l'inventaire, les données sont agrégées en fonction de leurs potentiels à causer un ou plusieurs impacts environnementaux. Chaque substance est classée en fonction de sa capacité à endommager l'environnement. Les impacts sur l'environnement sont séparés en fonction des problèmes retenus créant ainsi différentes catégories d'impacts. Il existe plusieurs méthodes basées sur des hypothèses différentes et des agrégations variables pour modéliser les chaînes de cause à effet. Des facteurs de caractérisation faisant le lien entre l'émission et l'impact sont appliqués aux données d'inventaire. Les facteurs de caractérisation sont utilisés pour convertir les résultats de l'inventaire en unité commune pour une catégorie d'impact. L'évaluation des impacts permet de regrouper des milliers de substances de l'inventaire dans un petit nombre d'impacts environnementaux ce qui facilite grandement l'interprétation des résultats de l'ACV.

Deux niveaux d'agrégation peuvent être utilisés: le niveau intermédiaire ou problème « *Midpoint* » impliquant une dizaine de catégories d'impacts, et le niveau de dommage « *Endpoint* » s'arrêtant plus tard dans la chaîne de cause à effet et comprendront un nombre plus réduit de catégories d'impacts. Le niveau dommage offre une vision plus simplifiée des impacts en regroupant ceux-ci en fonction de leur effet sur: la santé humaine, les écosystèmes, le changement climatique et les ressources. L'ensemble des méthodes ne traite pas les deux niveaux d'agrégation. Par exemple la méthode TRACI développée aux États-Unis ne développe pas les catégories au niveau dommage (Bare et al., 2000; Jolliet et al., 2010).

Les méthodes divergent essentiellement au niveau des différents facteurs de caractérisation, des catégories intégrées, de leur pays de développement et, par conséquent, du contexte régional d'application (Jolliet et al., 2010).

2.4.1.5 Interprétation

Enfin, dans la quatrième phase, les résultats sont discutés sur la base des hypothèses, du choix de la méthode d'impacts choisie et des limites de l'étude. Au cours de cette étape, des analyses de sensibilité et d'incertitudes sont effectuées (Jolliet et al., 2010). Les incertitudes doivent être estimées avec soin afin de valider les conclusions de l'ACV.

2.4.1.6 Les différents types d'analyses en ACV

On distingue deux approches d'ACV: l'ACV dite attributionnelle (ACV-A) et l'ACV conséquentielle (ACV-C). Ces deux approches visent à répondre à des questions différentes et il est important de les distinguer afin d'éviter le choix inapproprié de l'une ou l'autre approche.

L'analyse attributionnelle est directement liée aux cadres d'étude fixée par les normes ISO-14040 et ISO-14044. En ACV attributionnelle, les frontières sont figées dans le temps et l'analyse consiste à la description du système de produits à l'intérieur de ces frontières. L'ACV-A ne tient pas compte des effets indirects découlant d'une variation quelconque de la production du produit et /ou service. Les impacts sont répartis de façon égalitaire entre les différents usagers du service ou du produit. L'ACV-A est très répandue dans l'évaluation environnementale et permet de cibler les opportunités de réduction des impacts directs du système étudié (Weidema et al., 2005).

La deuxième approche dite conséquentielle a pour objectif d'évaluer les impacts environnementaux causés par un changement survenant au niveau d'un procédé ou d'un service. L'ACV conséquentielle permet de modéliser les effets d'un changement tant à l'intérieur du cycle de vie qu'à l'extérieur de celui-ci. L'étude d'une perturbation du système pousse à élargir ses frontières afin de prendre en compte l'ensemble des processus affectés par le changement. Cette approche offre une vision plus large des impacts en tenant compte des interactions entre différents cycles de vie et en évitant l'omission des impacts déplacés (Ekvall & Weidema, 2004).

De nombreux auteurs s'accordent pour dire que les données utilisées pour modéliser un processus doivent correspondre le plus exactement possible à ce processus. L'ACV-A et ACV-C

diffèrent sur le choix du type de données d'inventaire pour les processus d'avant-plan et d'arrière-plan. Un processus d'avant-plan est un processus directement lié au flux de référence du système, les autres processus, liés au processus d'avant-plan, sont appelés processus d'arrière-plan. En ACV-A on utilise généralement des données moyennes pour modéliser les processus technologiques d'arrière-plan répondant en moyenne à la demande de production d'un bien (Reinhard & Zah, 2009). Cela peut aussi être le cas pour des processus d'avant-plan suivant l'objectif de l'étude :

- Production du papier en Europe : données moyennes européennes
- Production du papier dans une usine précise ciblée par l'étude: données de l'usine (Cascades, 2011)

L' ACV-A donne une moyenne des impacts environnementaux potentiels.

En ACV-C, les données utilisées doivent refléter les technologies et les intrants qui sont touchés par le changement. De ce fait, l'ACV-C est associée à des données dites marginales représentant les effets d'une perturbation du volume de production de base. Par exemple, lors de l'étude conséquentielle des émissions liées à une augmentation de la production d'électricité, seules les émissions des unités marginales de production sont étudiées et attribuées à l'utilisateur responsable de l'augmentation de la consommation d'électricité. Dans le cas de l'approche attributionnelle, les émissions sont calculées à partir du profil électrique pris dans son ensemble sans faire la distinction entre les unités marginales et les autres unités de production (Brander et al., 2009).

L'analyse des technologies marginales permet d'évaluer quelle partie du système est affectée par le changement. Cependant, pour les auteurs Brander et al, (2009) la méthode conséquentielle semble inappropriée pour la mesure précise des émissions de carbone, car seule une petite partie des émissions est modélisée. En effet, le système du produit étudié en conséquentielle exclut parfois ce qui n'est pas affecté par le changement. Il peut donc être envisageable pour les auteurs Brander et al d'effectuer une analyse de cycle de vie attributionnelle sur une unité de production marginale, mais répartie de façon égalitaire sur l'ensemble des usagers.

2.4.2 Les limites de l'ACV

2.4.2.1 Les limites générales de l'ACV

Bien que la méthode d'analyse du cycle de vie figure comme une expertise rigoureuse en matière de durabilité, elle comporte certaines limites.

De façon générale, une importante critique faite à l'ACV est la dépendance des résultats face aux divers choix et hypothèses faits lors de la modélisation du cycle de vie. La définition du système, l'allocation des coproduits et le choix des frontières (Reap et al., 2008) sont des facteurs déterminants pour les résultats de l'ACV, mais ils sont laissés au choix partiellement arbitraire de l'analyste qui réalise l'ACV.

De plus, il a été reproché à l'ACV de fournir des résultats peu communicables. En effet, les catégories d'impacts « *Midpoint* » sont souvent montrées du doigt comme étant des catégories peu intuitives et peu claires pour le grand public (Jolliet et al., 2010). En effet, l'ACV offre différents impacts environnementaux à différents endroits de la chaîne de cause à effet, plus l'impact est choisi loin dans la chaîne de cause à effet plus l'impact est facile à prendre en main par la population, mais plus l'incertitude est grande. Située au bout des chaînes de cause à effet la catégorie « *Endpoint* » permet de passer d'une dizaine d'indicateurs à quatre indicateurs dommages (méthode IMPACT 2002+) plus intuitifs pour le public: santé humaine, écosystème, réchauffement climatique (commune à la catégorie « *Midpoint* ») et ressources naturelles. Mais le gain en clarté se perd en fiabilité des résultats et incertitudes à cause de l'agrégation qui est faite des impacts au niveau « *Midpoint* » (Jolliet et al., 2010). La transparence sera souvent un critère de fiabilité en ACV.

Une autre source de subjectivité en ACV provient des méthodes d'impacts et des catégories d'impacts choisis. En effet, seuls les impacts ou les mécanismes relativement connus et maîtrisés sont inclus dans les méthodes d'impacts. Ceci signifie que les impacts environnementaux actuellement non compris par la communauté scientifique ne sont pas inclus en ACV. Par exemple, certaines substances peuvent avoir des effets toxiques encore méconnus des scientifiques et donc sont absentes de la catégorie santé humaine. Jolliet et ses coauteurs insistent sur le manque de standardisation des différentes méthodes d'approches des impacts ainsi que des indicateurs des catégories (Jolliet et al., 2010). Certains résultats sont donc à modérer à la

lumière des hypothèses et de la méthode d'impacts choisies. Aussi, les résultats peuvent changer grandement entre plusieurs méthodes d'impacts (Reap et al., 2008).

La phase d'inventaire est aussi sujette à un grand nombre de critiques. La complexité de cette tâche est essentiellement due à la quantité de données à traiter ainsi qu'à l'accessibilité et la qualité de celles-ci. La collecte de données est un facteur important pour le reste de l'analyse et peut conduire à des interprétations erronées (Graedel, 1998). Au-delà des données primaires mesurées à même les installations, un grand nombre des données sont issues de bases de données génériques ne correspondant pas exactement aux processus modélisés. Par conséquent, les données d'inventaire sont souvent incertaines ce qui peut limiter de façon importante les conclusions d'une ACV. La collecte des données est pour beaucoup d'études une tâche fastidieuse demandant beaucoup de temps et d'argent (Reap et al., 2008).

L'impact des résultats sur les modes de consommation est aussi une limite à considérer (Jolliet et al., 2010). En effet, le gain environnemental de tel ou tel système de produit peut venir créer un effet rebond (positif ou négatif) et influencer considérablement la consommation de ce produit pouvant dès lors changer les conclusions de l'analyse sur le long terme. C'est pourquoi un résultat doit toujours être replacé dans un contexte plus général afin d'évaluer les effets induits par la décision considérée. L'approche complémentaire de l'ACV conséquentielle sur l'ACV attributionnelle est intéressante afin d'internaliser les effets directs ou indirects d'une prise de décision.

Enfin, un des grands points restreignant l'ACV est son manque de perspectives spatiales et temporelles dues à l'agrégation des données d'inventaire et de la considération limitée de ces paramètres par les méthodes d'impacts.

2.4.2.2 La problématique spatiale en analyse du cycle de vie

En effet, les données utilisées en ACV sont soumises à une série d'agréations. Les méthodes actuelles font appel à un grand nombre d'agréations spatiales et temporelles.

Les aspects géographiques sont difficilement intégrés dans les analyses. Pourtant, plusieurs études font intervenir des processus variables dans l'espace. Par exemple, les charges environnementales dues à la production d'électricité changent en fonction des technologies employées dans les différents pays. Il en est de même avec l'ensemble des étapes du cycle de vie

qui dépend des technologies en opération, des installations de chaque région et entreprise. L'analyse de telles variations spatiales peut conduire à des différences de plusieurs ordres de grandeur des émissions (Finnveden et al., 2009). L'agrégation spatiale devient problématique lorsque les données moyennes ou génériques sont utilisées pour représenter des processus qui diffèrent de manière significative spatialement. L'inventaire peut nécessiter une résolution régionale plus précise afin de refléter la réalité de certains modes de production. Ignorer ces différences réduit la précision de l'étude (Reap et al., 2008).

Dans le contexte des TIC, l'aspect temporel joue un rôle significatif à cause de la demande variable en électricité. L'aspect temporel est donc traité plus en détail dans le prochain chapitre.

2.4.2.3 La problématique temporelle en analyse du cycle de vie

Tout comme la problématique spatiale, la problématique temporelle intervient tout au long du cycle de vie. La norme ISO 14040 reconnaît que l'ignorance des aspects temporels en ACV réduit la pertinence environnementale des analyses (ISO, 2014). L'agrégation temporelle de la phase d'inventaire amène distinctement deux enjeux : la dynamique des émissions dans le temps ainsi que la non-considération des processus temporels dans la phase d'inventaire.

2.4.2.3.1 La dynamique des émissions dans le temps

Le premier enjeu pointe la nécessité d'avoir recours à une répartition des émissions en fonction du temps. En effet, les facteurs temporels variables comme les différentes émissions au fil du temps, les vitesses de libération de certains polluants et les processus dynamiques sont mal pris en compte dans les méthodes d'analyse ce qui affecte la bonne représentativité des impacts (Owens, 1997). Les ACV actuelles ne reflètent pas les dynamiques environnementales et industrielles des entrants, conduisant à des résultats d'évaluation des impacts agrégés sous la forme d'une valeur unique regroupant une multitude d'impacts se déroulant à des instants différents tout au long du cycle de vie (Lebailly, 2013). L'agrégation des entrants de même nature lors de la phase d'inventaire omet que certaines variables peuvent être dynamiques et ne pas avoir la même fréquence d'émissions. Toute notion temporelle est perdue lors de la phase d'inventaire (Collet et al., 2011).

De nombreux chercheurs ont démontré qu'un grand nombre de composés étaient sensibles aux aspects temporels lors des émissions influençant grandement leur devenir dans l'environnement (Lebailly, 2013; Levasseur et al., 2010; Reap et al., 2008). Le terme d'ACV dynamique est généralement utilisé pour une ACV qui tient compte de la répartition temporelle tout au long du cycle de vie des émissions, c'est-à-dire tenir compte du moment où ont lieu les émissions. Ceci pour calculer les impacts à l'aide de facteurs de caractérisation temporels intégrant la dynamique temporelle des émissions (Levasseur et al., 2010). De cette manière, le cycle de vie est divisé en différents intervalles de temps selon la date d'émissions. Cette approche dynamique des émissions permet d'améliorer la retranscription des phénomènes physico-chimiques dynamiques (Reap et al., 2008).

2.4.2.3.2 La variation des sources de production et d'utilisation dans la phase l'inventaire

Le deuxième enjeu cible, quant à lui, la variation temporelle des flux d'inventaire, lesquels sont basés sur des calculs en régime permanent dans les modèles actuels d'ACV (Stasinopoulos et al., 2012). En effet, la majorité de l'inventaire du cycle de vie suppose que les paramètres entrants sont des constantes ou des fonctions fixes du temps. Cette hypothèse limite les possibilités de rendre compte des effets temporels de certains systèmes de produits comme la production d'électricité. Il est avéré que la production de l'électricité présente des variations temporelles importantes en fonction des saisons, des moments de la journée qui ne sont donc pas pris en compte par l'inventaire (Udo de Haes & Lindeijer, 2002). Les impacts de la production d'1 kWh varient donc en fonction du temps. Au-delà de la production d'électricité, la demande des utilisateurs finaux des services de TIC peut aussi varier grandement dans le temps. Ainsi, l'utilisation de l'internet peut changer drastiquement d'heure en heure en fonction du comportement des utilisateurs. La production d'électricité et la demande électrique des TIC varient indépendamment, occasionnant un problème dans le calcul des impacts environnementaux.

Les données et les modèles actuels ne sont cependant pas assez complets pour représenter avec précision l'aspect temporel de tous les processus. Néanmoins, le besoin de tenir compte de la variabilité des sources de production n'est pas essentiel pour l'ensemble des processus et des systèmes à l'étude. La résolution temporelle des données d'inventaire d'une étude devrait donc dépendre de la contribution aux impacts des processus variant dans le temps et de l'objectif de

l'évaluation défini dans l'ACV. Ainsi, un inventaire dynamique pour un processus donné ne devrait être bâti que si la variabilité des impacts du processus est suffisamment importante à l'échelle du cycle de vie du produit.

2.5 Évaluation des impacts environnementaux de la production d'électricité en ACV

La production d'électricité est une source importante d'émissions de CO₂, SO₂ et NO_x, mais aussi de particules fines (Berl et al., 2010). L'utilisation d'électricité et les émissions qui y sont associées sont souvent des points chauds importants en analyse du cycle de vie (Finnveden et al., 2009).

Les progrès faits en analyse du cycle de vie au cours des quatre dernières décennies ont permis une nette amélioration de la modélisation de la production d'électricité (Lave, 2004). L'ACV permet d'élargir l'évaluation traditionnelle des impacts des systèmes de production d'électricité en identifiant chaque technologie de production d'électricité. L'ACV permet ainsi de cibler les pistes d'améliorations de certaines technologies afin de réduire les coûts sur la santé humaine et augmenter les performances environnementales (Lave, 2004). Il est possible de calculer un facteur d'émission en g CO₂ _{eq} / kWh moyen d'un système électrique incluant plusieurs sources distinctes d'électricité. L'ACV permet une spécification des technologies électrique contributrices aux impacts environnementaux (Weber et al., 2010).

La caractéristique de l'électricité se situe dans le fait que plusieurs processus distincts produisent un seul bien : l'électricité. La modélisation de la production électrique passe par l'étude de l'ensemble des sources de production (bouquet électrique) ou d'une part des sources (part marginale électrique). Le bouquet électrique représente les sources de production électrique en opération dans une limite géographique et lors d'une période donnée (Finnveden et al., 2009). Ainsi, les impacts environnementaux d'une consommation électrique dépendent des charges environnementales (coefficient d'émission) de chaque source pondérée par sa contribution au réseau (part marginale électrique ou part de la source dans le bouquet électrique). La combinaison du coefficient d'émission de chaque technologie et de leur contribution pondérée est appelée facteur d'émission, s'exprimant en g CO₂ _{eq} / kWh (Éq 2-2). La somme de l'ensemble des facteurs

d'émissions des différentes sources électriques ciblées donne un facteur d'émission relatif à un bouquet électrique ou une part électrique marginale bien spécifique.

$$\text{Facteur d'émission d'électricité (g CO2 eq / kWh)} = \sum_i C_i * \alpha_i$$

Avec C_i coefficient d'émission de la technologie i en kg CO₂ eq / kWh

α_i pourcentage d'utilisation de la technologie i dans le bouquet électrique ou la part marginale

Équation 2-2 Facteur d'émission de la production d'électricité en ACV

En ACV, les bouquets électriques et les technologies marginales sont obtenus à partir des données de production d'électricité. Les statistiques de l'énergie sont pour la plupart collectées annuellement à l'échelle nationale, il est donc courant en ACV que les données proviennent de bouquets nationaux ou de données marginales agrégés à l'échelle de l'année (Amor, 2011; Weber et al., 2010). Les bouquets électriques et les parts marginales d'électricité répondent donc à une certaine problématique de visibilité des différentes technologies de production d'électricité de façon annuelle, mais les données ne sont pas systématiquement régionalisées.

2.5.1 Les données moyennes de production électrique

Les données moyennes sont couramment utilisées en ACV, pour modéliser le bouquet électrique ou les technologies marginales. Associé à l'ACV-A, les données moyennes de production électrique couvrent généralement de grandes échelles géographiques (nationale, européenne, etc.) sur des bases annuelles. Cette approche étendue des bouquets électriques moyennés simplifie grandement la complexité de la modélisation de la production électrique. L'évaluation des impacts de la production électrique dépend des données moyennes constituant les bouquets électriques (Amor, 2011).

2.5.2 Les données marginales de production électrique

Les données marginales de production électrique correspondent à la partie perturbée du bouquet électrique lors d'un changement de production d'électricité. Cette approche est généralement associée à l'ACV-C. Le bouquet électrique est séparé en une production dite de base et une production dite perturbée qui répond à la demande de pointe ou encore aux changements technologiques. Deux types de données marginales peuvent être ainsi identifiées :

- Les données de court terme : identifiant les centrales perturbées par un changement brutal de la production suite à un besoin imminent en électricité.
- Les données de long terme : identifiant les changements permanents de capacité ou de technologies pour faire face à un changement sur le long terme de la demande.

Les travaux de Weidema (2003) en ACV-C ont permis de mettre en place une procédure en cinq étapes afin d'identifier des technologies de production marginale. La procédure est la suivante (Weidema, 2003) :

- (1) Identifier l'horizon de temps du changement (court ou long terme)
- (2) Délimiter géographiquement le marché électrique de l'étude
- (3) Identifier les tendances du marché
- (4) Identifier les contraintes de la production électrique (limites de capacité, limites technologiques, politique, économique etc.)
- (5) Identifier les technologies les plus à même de répondre au changement (grande flexibilité de production etc.)

Malgré les critères d'identification posés par Weidema, la modélisation des données marginales demeure une tâche fastidieuse (Amor, 2011; Ekvall & Weidema, 2004). Beaucoup d'études utilisent des scénarios simplifiés d'identification des technologies marginales en attribuant la part marginale aux technologies de production électrique à partir de charbon et de gaz naturel, répondant ainsi essentiellement au critère (5) de Weidema (Lund et al., 2010). Il s'agit néanmoins d'une approche simplifiée aux résultats incertains (Amor, 2011).

De plus, la complexité des flux électriques rajoute de la difficulté à la collecte de données précises, pour le calcul de l'inventaire. En effet, la production d'électricité varie grandement dans

le temps avec des cycles journaliers, hebdomadaires et annuels, mais elle comporte aussi une grande variabilité dans l'espace.

2.6 La problématique de l'agrégation temporelle et géographique dans la modélisation de l'électricité en ACV

Indépendamment du choix des approches des données de production d'électricité, les deux approches sont statiques et ne considèrent aucune dynamique de la production d'électricité (Amor, 2011).

L'ensemble des institutions qui se sont penchées sur la normalisation de l'ACV et de l'empreinte carbone n'a trouvé aucun consensus pour évaluer les flux électriques (Soimakallio et al., 2011; Weber et al., 2010). Par exemple, le PAS 2050 indique que l'on doit utiliser des données secondaires spécifiques au système de produits. Dans le cas de l'électricité, cela revient à utiliser un facteur d'émission moyen à l'échelle nationale (Publicly Available Specification, 2011). Quant aux normes ISO 14040-14044, elles proposent une vision encore plus générale en affirmant que la modélisation de l'électricité doit tenir compte de la composition du bouquet électrique et de l'ensemble des étapes du cycle de vie de chacun des modes de production, mais sans mentionner une quelconque différenciation spatiale et temporelle (ISO, 2006a). Il en est de même pour ITU et l'ETSI qui recommandent aussi l'utilisation de facteurs d'émissions moyens annuels lors du calcul de l'empreinte carbone (ETSI, 2011; ITU, 2010).

2.6.1 La nécessité d'une régionalisation des flux électriques

Cependant, une analyse des bases de données d'ACV actuelles, telles que la base de données ecoinvent en Europe et la base de données d'inventaire NREL aux États-Unis (Frischknecht et al., 2005; National Renewable Energy Laboratory, 2013) montrent une forte variation géographique des bouquets européens et américains. Des travaux menés aux États-Unis modélisant des données moyennes de l'approvisionnement électrique (production et importation) sur différentes délimitations géographiques (à l'échelle nationale et à l'échelle des États) ont montré des variations significatives de plus de 100 % des impacts en GES (Marriott & Matthews, 2005; Marriott et al., 2010). Weber et al arrivent à la même conclusion notable que les facteurs

d'émissions peuvent changer considérablement d'une région à l'autre sur la simple base de bouquets électriques différents (Weber et al., 2010). En effet, les émissions en GES des différentes sources d'électricité varient grandement allant d'environ 1000 g CO₂ éq / kWh pour le charbon à un intervalle compris entre 5-90 g CO₂ éq / kWh pour l'hydroélectricité. Donc, suivant la part de chaque source dans le bouquet électrique, les émissions peuvent être du simple au double (Soimakallio et al., 2011). Cette conclusion est appuyée par les travaux de Weidema (2003) qui insiste sur la nécessité de définir le marché de l'électricité géographiquement et met en avant que l'électricité doit être traitée de façon régionale.

En outre, souvent en ACV, les données utilisées pour modéliser la production d'électricité ne correspondent pas à la région dans laquelle l'électricité est effectivement consommée. En effet, Ecoinvent est connu pour la qualité de ses données, mais la base de données suppose que tous les processus se produisent en Europe. Ainsi, la production d'électricité dans Ecoinvent ne reflète que la réalité européenne. Pour cette raison, de nombreux auteurs se tournent vers les données nationales annuelles de production d'électricité sur la base du cadre de leurs études (Itten et al., 2012; Weber et al., 2010). Des institutions, telles que l'Institut des ressources mondiales (WRI) et l'agence de protection en environnement (EPA) des Etats-Unis, ont mis en place des bouquets électriques nationaux et régionaux de l'électricité pour calculer les impacts de la production d'électricité dans les diverses régions des États-Unis et du monde.

Par ailleurs, la dérèglementation et l'ouverture du marché de l'électricité dans les années 1990 requièrent de prendre en compte les échanges d'électricité entre régions pour modéliser correctement le profil environnemental d'1 kWh consommé dans une région. Chaque région doit être modélisée en fonction de ses importations et exportations électriques (Weber et al., 2010). Les bases de données comme ecoinvent et Gabi, modélisent quant à elles, les bouquets électriques en tenant compte essentiellement de la production électrique et des importations (Christian Bauer, 2012; GaBi, 2010).

2.6.2 Différents modèles de modélisation du bouquet électrique en temps réel

Itten et ses coauteurs (2012) proposent une vision plus exhaustive des bouquets électriques au travers de quatre différents modèles de modélisation du marché de l'électricité.

Le bouquet électrique selon le modèle 1 (M1) correspond à la combinaison des différentes sources de production d'électricité. M1 comprend la production d'électricité de différentes centrales dans une limite géographique généralement nationale, mais peut être raffiné. Le commerce d'importation et exportation de l'électricité n'est pas pris en compte dans ce modèle. Le bouquet électrique des pays avec une faible part de l'électricité importée ou exportée peut être modélisé avec une telle approche simplifiée (Itten et al., 2012).

Production = Bouquet électrique (M1)

Le bouquet électrique selon le modèle 2 (M2) comprend les importations d'électricité en plus de la production nationale d'électricité. Le modèle stipule que la quantité d'électricité exportée est négligée par rapport aux importations. Ce modèle peut s'appliquer aux États et provinces déficitaires électriquement et importateurs nets, c'est-à-dire important plus que ce qu'ils n'exportent. De plus, si aucune information détaillée sur les volumes échangés d'électricité avec les États voisins n'est disponible, ce modèle offre une approximation cohérente (Itten et al., 2012). L'absence de l'électricité exportée dans la modélisation du bouquet électrique peut être un point sensible pour le calcul des impacts potentiels réels.

Production + Importations = Bouquet électrique (M2)

Le bouquet électrique selon le modèle 3 (M3) suppose, quant à lui, que l'électricité exportée est produite par les centrales nationales et que l'électricité importée est utilisée exclusivement pour l'approvisionnement de l'électricité dans le pays importateur. Cette approche ne considère pas que l'électricité importée puisse être exportée vers d'autres pays. Cela peut avoir une forte influence sur la composition de l'électricité des pays ayant un volume élevé d'électricité commercialisée. Beaucoup de données des échanges électriques sont à collecter pour un modèle de type M3.

Production + Importations - Exportations = Bouquet électrique (M3)

Le bouquet électrique selon le modèle 4 (M4) est basé sur l'hypothèse que simultanément les importations et les exportations mesurées physiquement sont dues au commerce de transit.

Cette approche a été développée afin de modéliser les flux d'électricité dans des pays comme la Suisse, qui achètent et revendent beaucoup d'électricité à l'étranger (Itten et al., 2012). Les importations nettes d'électricité sont modélisées avec le bouquet d'électricité des pays exportant l'électricité et les exportations nettes d'électricité sont modélisées avec le bouquet d'électricité du pays importateur (modèle M1). Le « net importation » est la différentielle entre l'importation et l'exportation, le net import représente généralement des pays, régions ou États qui importent plus d'électricité qu'ils n'exportent. À l'inverse le « net d'exportation » est la différentielle entre l'exportation et l'importation à une interconnexion, représentant des pays où l'exportation d'électricité prédomine sur l'importation. Cette approche est basée sur les flux d'électricité physiques qui peuvent s'écarter des réalités économiques des interconnexions en ne considérant que les importations et exportations nettes c'est-à-dire, en faisant l'hypothèse qu'il y a qu'un seul type d'échange (importation ou exportation) par interconnexion. Tout comme le modèle M3, le modèle M4 est difficile à appliquer en raison des données détaillées qui sont nécessaires pour décrire les échanges physiques d'électricité. Les incertitudes introduites par le manque de données peuvent être très élevées.

$$\text{Production} \pm (\text{net importation/exportation}) = \text{Bouquet électrique (M4)}$$

ISO conseille d'utiliser une approche la plus proche de la réalité de la production et des échanges d'électricité afin de refléter les différentes sources de ressources consommées (ISO, 2014). Néanmoins, les échanges électriques doivent être traités avec parcimonie afin d'éviter le double comptage de certaines ressources, à la fois pour le pays importateur et le pays exportateur de la ressource. En fonction de la disponibilité des données, un modèle sera favorisé par rapport à l'autre.

2.6.3 La nécessité de désagrégation temporelle des flux électriques

Le marché électrique connaît de forts changements de technologies et quantités de production sur le court terme et sur le long terme. Les fluctuations à court terme de la demande électrique affectent l'utilisation des sources électriques les plus faciles à moduler (Zuker et al., 1984). En effet, un des facteurs clés dans la variation de l'électricité se trouve dans le fait que les différentes sources de production d'électricité répondent de façon différente à la demande et de

manière non linéaire à la demande (Amor, 2011). Heure par heure le bouquet électrique change en fonction de la variation de la demande et des conditions climatiques. Le tableau 2.2 dresse un état de l'art des différentes capacités des technologies de production de l'électricité à répondre à la demande.

Tableau 2.2: Capacité des technologies de production électrique à répondre à la demande électrique (CEA, 2006)

Technologies	Caractéristiques	Commentaires
Hydroélectricité	<ul style="list-style-type: none"> • Demande de base • Demande de pointe • Intermittente (barrages de rivière) 	<p>Changement rapide des capacités de production</p> <p>Changement saisonnier en fonction des niveaux d'eau (significatif pour quelques barrages de rivière)</p>
Nucléaire	<ul style="list-style-type: none"> • Demande de base 	Faculté limitée de changement des capacités de production
Gaz naturel	<ul style="list-style-type: none"> • Demande de pointe 	Changement rapide des capacités de production
Charbon	<ul style="list-style-type: none"> • Demande de base • Demande de pointe 	Principalement utilisé pour la demande de base, mais peut changer les capacités de production rapidement pour répondre à la demande de pointe.
Éolienne	<ul style="list-style-type: none"> • Intermittente 	Réduit la production des technologies de pointe, mais nécessite une alimentation de secours pour les périodes de faible production
Pétrole	<ul style="list-style-type: none"> • Demande de pointe 	Changement rapide des capacités de production

Les variations des parts électriques sont induites par une multitude de facteurs, comme la disponibilité des sources électriques (par exemple l'hydroélectricité et l'éolien), des saisons, mais aussi des conditions météo, des contrats négociés d'importations et d'exportations ou encore du prix du marché de l'électricité et des choix politiques mis en place (Gordon & Fung, 2009) (Faria

et al., 2013). Les changements sur le court terme dépendent de technologies existantes et déjà modélisées. Sur le long terme, l'augmentation de la demande se traduit par l'ajout de nouvelles unités de production électrique et des échanges supplémentaires. Une étude menée en Finlande, montre que les émissions annuelles en CO₂ par kilowattheure de la production d'électricité ont varié de plus de 20 % entre 1990 et 2002 (Soimakallio et al., 2011). Par conséquent, l'utilisation des données de production d'une année spécifique n'est pas nécessairement représentative des autres années.

Les choix méthodologiques de modélisation de l'électricité et la sélection des données pour le calcul de l'inventaire ont une incidence significative sur les résultats de la modélisation de l'électricité en ACV. Les impacts sur le long terme du bouquet électrique sont difficiles à modéliser en raison des technologies futures qui sont difficiles à prévoir avec précision.

Par ailleurs, la modélisation de la production d'électricité en temps réel ou sur le très court terme n'est généralement pas encore faite en ACV (Curran et al., 2005). Les bouquets électriques nationaux (ou régionaux) basés sur des moyennes annuelles ne sont pas représentatifs des variations temporelles et rendent approximative la modélisation de l'électricité à un moment donné, ainsi que le calcul des impacts environnementaux associés (Blum et al., 2010). Le manque de précision de l'approche annuelle de la modélisation de la production électrique devient un facteur sensible pour des processus utilisant de l'électricité de façon variable comme les TIC qui fonctionnent principalement ou uniquement pendant les heures de pointe ou encore de façon discontinue au cours d'une journée. Pour ce genre de processus, il serait dès lors important de prendre en considération la variation temporelle de la production et de la consommation d'électricité au cours du temps afin de réduire l'incertitude sur les émissions de ces processus. En effet, ces variations peuvent affecter de manière significative l'empreinte carbone d'un kilowattheure (Soimakallio et al., 2011). Néanmoins, l'utilisation de données moyennes de production annuelle d'électricité est adéquate en ACV lorsque la demande électrique du processus étudié est constante dans le temps.

La désagrégation temporelle des données d'inventaire en ACV conduit à des défis pour l'ACV-A et l'ACV-C. En ACV-A, la désagrégation temporelle de l'inventaire requiert de déterminer le bouquet électrique approprié à la résolution temporelle de l'étude. Alors qu'en

ACV-C, il est important d'identifier les technologies marginales touchées et les conséquences connexes avec une meilleure résolution temporelle (Soimakallio et al., 2011).

Grâce au choix d'une échelle temporelle adéquate, les émissions de GES induites par une production variable d'électricité vont pouvoir être modélisées de façon plus précise pour chaque Wattheure d'électricité consommée (Itten et al., 2012). L'ACV temporelle va permettre de répondre aux objectifs d'amélioration de la qualité du calcul du profil environnemental rétrospectivement sur des données historiques d'inventaires, mais aussi d'obtenir une empreinte carbone instantanée reliée à l'utilisation d'un service de TIC. La problématique de l'optimisation d'un service de « *Cloud Computing* » amène un besoin d'anticipation de l'impact environnemental afin d'augmenter les performances du service. Les solutions pouvant être apportées par l'ACV temporelle se situent donc à trois niveaux : rétrospectif, temps réel et prospectif.

2.7 Les modèles de prévision d'offre et de demande électrique en fonction des variables locales

L'aspect temporel de la production d'électricité rend sa modélisation complexe et difficile. Cependant l'électricité est une variable fortement dépendante de paramètres extérieurs comme le prix de production, la demande, ou encore les conditions climatiques (Kankal et al., 2011; Mohamed & Bodger, 2005).

2.7.1 Les paramètres locaux d'influence de la variation temporelle de la production électrique

Un certain nombre de modèles de prévision de l'électricité ont été développés en utilisant des facteurs économiques, sociaux, géographiques et démographiques (Kankal et al., 2011; Mohamed & Bodger, 2005). Plusieurs paramètres peuvent être étudiés historiquement afin de déterminer leurs rôles dans les fluctuations des quantités électriques échangées, produites, consommées.

2.7.1.1.1 L'influence du prix sur le marché de l'électricité

Harris et Liu (1993) ont démontré au sein de leurs travaux le rôle important du prix dans les fluctuations électriques. Un grand nombre d'études vient appuyer l'étroite corrélation entre le prix et les échanges électriques (Amor, 2011; Groleau, 2004). Le prix apparaît donc comme un paramètre incontournable dans l'étude des tendances électriques.

2.7.1.1.2 L'influence des conditions météorologiques

La demande et la production d'électricité sont soumises à des fluctuations sur une base saisonnière, hebdomadaire et journalière. La demande et la production électrique sont également influencées par les événements irréguliers, comme les conditions météorologiques, particulièrement les conditions extrêmes.

L'intérêt scientifique d'établir les relations entre la consommation d'énergie et les conditions météorologiques (température, précipitations, humidité, vitesse du vent, pression atmosphérique, rayonnement etc.) a conduit à un nombre important de publications afin d'explorer le rôle de la variabilité du climat sur la production et la consommation d'électricité (Pardo et al., 2002; Sailor & Muñoz, 1997). La plupart des modèles utilisent majoritairement la température de l'air extérieur qui peut être facilement anticipée grâce à des modèles météorologiques élaborés (X. Li & Sailor, 1995; Mirasgedis et al., 2006; Pardo et al., 2002).

2.7.1.2 La vision prospective de la production de l'électricité sur le très court terme

De nombreuses méthodes ont été mises au point pour la prévision à court terme de la production électrique (Sadownik & Barbosa, 1999; Soares & Medeiros, 2008; James W Taylor, 2003; Weidema et al., 1999). Les méthodes de prévision peuvent être divisées en trois grandes catégories: paramétrique, non paramétrique et intelligence artificielle (Wiktor Charytoniuk & Chen, 2000).

Les méthodes paramétriques développent un modèle mathématique ou statistique de la production électrique par l'examen des relations qualitatives entre la production électrique et une série de facteurs qui l'affectent (James W. Taylor & Buizza, 2003). Par exemple, des fonctions explicites de chaque facteur en fonction du temps, des fonctions polynomiales ou encore des régressions linéaires multiples. Ainsi Sadownik et al. (1999) modélisent la consommation d'électricité au Brésil à l'aide de relations historiques statistiques de régressions simples ou

multiples. Les recherches de Taylor (2008) utilisent, quant à elles, les observations de la demande d'électricité britannique minute par minute pour évaluer des méthodes de prévision sur les minutes qui suivent, permettant une planification en temps réel de la demande électrique. La régression utilisait les prévisions météorologiques comme entrées au modèle (James W. Taylor, 2008). Néanmoins, il est préconisé par les auteurs Charytoniuk et Chen (2000) d'utiliser une prévision basée sur des extrapolations des données historiques plutôt que des prévisions météorologiques.

Les méthodes non paramétriques utilisent, quant à elles, une prévision de la production électrique à partir de données historiques de production électrique (W Charytoniuk et al., 1998). L'hypothèse faite dans la méthode non paramétrique est qu'il n'existe aucune corrélation préalable entre les données de production électrique et des paramètres influents. Les méthodes non paramétriques sont des méthodes dites d'observations.

Les méthodes d'intelligence artificielle sont basées sur des réseaux de neurones s'appuyant sur des méthodes d'apprentissage probabiliste. Le réseau de neurones permet d'associer les dépendances de la production électrique directement à partir des données historiques (Wiktor Charytoniuk & Chen, 2000).

Dans l'ensemble des cas, l'extrapolation de la variation de l'électricité sur le très court terme stipule une bonne connaissance des paramètres influents et des tendances historiques (James W. Taylor, 2008).

2.8 Résumé de la revue de littérature

Lors de cette revue de littérature, la problématique de la dépendance électrique des TIC a été amenée. Ce qui a entraîné une série d'innovations dans le domaine des TIC afin de réduire les impacts néfastes de leur croissance. Parmi l'ensemble d'innovations, beaucoup d'approches convergent vers le déplacement des infrastructures de TIC dans des zones géographiques disposant d'importantes ressources d'énergies renouvelables et/ou ayant un climat propice à un refroidissement plus efficace des infrastructures des centres de données. Réduire l'empreinte carbone des TIC devient le mot d'ordre des institutions de télécoms.

Mais, afin de réduire considérablement les impacts qui en découlent, il est apparu primordial d'avoir recours à une empreinte carbone précise et complète. Il a été démontré que

l'analyse du cycle de vie permet de répondre à une partie des exigences. La méthodologie d'analyse du cycle de vie donne par ailleurs une vision plus globale de l'ensemble des impacts environnementaux, permettant de contrôler les déplacements d'impacts qui peuvent accompagner une diminution des GES au niveau de l'utilisation des TIC.

Néanmoins, les aspects spatiaux temporels deviennent cruciaux pour la modélisation de telles technologies et doivent être intégrés à la méthodologie d'ACV afin de modéliser de façon précise les flux électriques en ACV et les émissions qui y sont reliées.

2.9 Résumé de la problématique de recherche

Certaines technologies requièrent pour leur modélisation en ACV l'utilisation d'un inventaire dynamique. Cette sensibilité crée un besoin concret de retranscrire la variabilité de certains entrants au sein de la méthodologie d'ACV. En effet, les impacts induits par des flux élémentaires dynamiques, tels que l'électricité, doivent être calculés rigoureusement et temporellement afin d'éviter la perte d'informations sensibles lors de l'agrégation temporelle. L'ACV avec une composante temporelle devient un point clé de ces travaux de recherche afin de retranscrire au plus proche la réalité électrique en temps réel. La désagrégation temporelle permet de mettre en évidence les changements de la demande électrique dans le temps ainsi que les sources répondant à cette demande, augmentant ainsi la précision des calculs d'inventaires. D'autant plus que certaines technologies telles que les TIC utilisent la dynamique de l'électricité pour minimiser les impacts de leur service. Le bénéfice environnemental obtenu par ces technologies n'est actuellement pas comptabilisable avec des méthodes comme l'ACV.

Par conséquent, la méthodologie d'ACV a besoin d'être raffinée afin de traiter de façon rigoureuse la complexité des flux électriques. La modélisation de l'électricité en ACV est relativement simplifiée et ne prend habituellement pas en compte la forte variabilité temporelle et spatiale de la production de l'électricité. Or, la prise en compte de ces variabilités est essentielle dans le cadre de l'optimisation du fonctionnement du GSTC. En effet, la demande électrique du GSTC peut varier grandement dans le temps et l'espace. Ce projet propose donc une approche temporelle du calcul des coefficients d'émissions ainsi que des autres impacts potentiels engendrés par les variations temporelles et spatiales de la production électrique au Canada.

CHAPITRE 3 OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE

3.1 Objectifs principaux et secondaires

3.1.1 Objectif principal

Développer un cadre méthodologique pour intégrer les variations temporelles des flux d'inventaire liés à la consommation électrique variable d'un bien ou d'un service.

3.1.2 Objectifs secondaires

- *Développer des facteurs d'émissions à plus fine résolution temporelle (horaire), régionalisés à partir de données historiques.*
- *Évaluer la valeur ajoutée de profils d'émissions mensuels et saisonniers par rapport à l'utilisation d'une moyenne d'émissions annuelle par analyse statistique.*
- *Développer un modèle prédictif à très court terme à partir des tendances observées dans les données historiques.*
- *Améliorer la gestion de services et de maintenance du GSTC à l'aide des objectifs précédents.*

3.2 Méthodologie

3.2.1 Résumé de la méthodologie générale

Dans un premier temps, la méthodologie se penche sur la construction d'un modèle électrique à plus fine résolution temporelle afin de développer des facteurs d'émissions intégrant les variations temporelles de l'électricité à partir de l'ACV. Le modèle à plus fine résolution temporelle s'appuie sur une simplification de données électriques historiques, tout en disposant d'assez de détails sur la variabilité des sources électriques au cours du temps. Pour ce faire, une série de données électriques historiques doit être collectée et traitée selon la résolution temporelle recherchée. Il est primordial, dans cette étape, d'identifier de façon précise les fluctuations temporelles des sources de production de l'électricité. Le modèle à plus fine résolution temporelle consiste donc à approcher les aspects dynamiques de la production électrique en ACV

afin de minimiser les erreurs dans le calcul des impacts environnementaux engendrés par une consommation variable d'électricité dans le temps.

Une fois la méthodologie du modèle à fine résolution définie, le projet se décompose selon trois phases de recherche: la première s'appuie sur la collecte de données historiques pour chaque province canadienne ciblée au préalable dans l'étude de cas. Dans cette première étape, les bouquets électriques dynamiques provinciaux sont élaborés (cf paragraphe 3.3). La deuxième phase échafaude une méthodologie propre à la province de Québec où les données historiques ne sont pas disponibles. La troisième phase est, quant à elle, prédictive et propose des extrapolations des flux électriques, afin de prédire le comportement des bouquets électriques sur le court terme. Le cheminement des trois phases est présenté dans la figure 3-1 et détaillé tout au long de ce chapitre.

Pour finir, tout au long de l'étude les données historiques des productions électriques sont analysées sur plusieurs échelles de temps afin de valider la résolution du modèle temporel au sein de la méthode d'ACV. Pour illustrer l'apport méthodologique d'un tel modèle de représentation dynamique de l'électricité, trois approches ont été définies. La première approche (scénario conventionnel) consiste à recréer l'inventaire usuel des flux électriques en ACV par le biais de moyennes annuelles, historiques. L'autre approche (modèle historique) représente, quant à elle, l'ensemble des données de productions électriques historiques brutes. La dernière approche (modèle d'inventaire dynamique) est celle du modèle mis en place précédemment à plus fine résolution temporelle par rapport à l'approche conventionnelle. Cette dernière approche va permettre d'évaluer le modèle vis-à-vis des deux précédentes approches. Ces trois approches de la production de l'électricité vont être analysées et comparées via les résultats de l'empreinte

carbone.

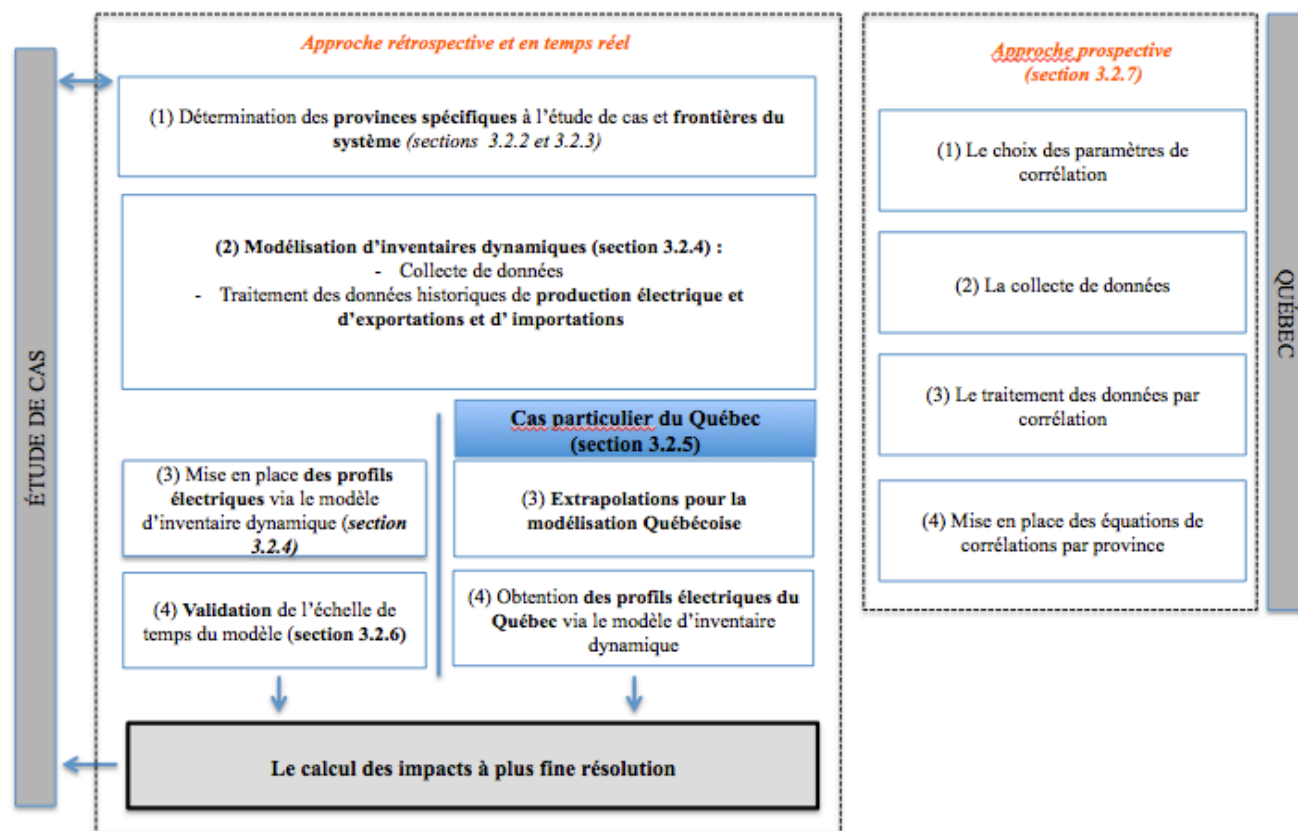


Figure 3-1 Plan de méthodologie de l'étude dans son ensemble

3.2.2 Détermination des provinces spécifiques à l'étude de cas

L'ensemble de la méthodologie est développé autour du principe de l'étude de cas proposée par le GSTC. L'application de l'étude est donc centrée sur le Canada uniquement. À noter cependant que cette étude peut mener à une réflexion plus large sur la gestion des réseaux virtuels utilisant le « *Cloud Computing* » dans le monde. Le réseau de télécommunication proposé par le projet GSTC suit le réseau posé par la compagnie Canarie. La présentation du réseau Canarie est donnée en ANNEXE B. Le choix des provinces repose sur l'idée principale du GSTC qui est de faire migrer les données d'un serveur à l'autre, en fonction de la disponibilité des énergies renouvelables.

Le photovoltaïque contribuant peu au bouquet électrique canadien, il a été choisi de cibler les provinces canadiennes d'implantation des nœuds de serveurs sur la base de leur potentiel éolien. Suivre le vent (« *follow the wind* ») peut être une piste intéressante pour le gestionnaire du réseau électrique si les fluctuations de vent sont compensées en partie par la consommation variable des serveurs des TIC. En effet, une telle approche permettrait de ne pas avoir à compenser les fluctuations de vent par une variation de production d'autres centrales électriques.

Dans cette optique, il est déterminant de choisir les lieux d'implantation de serveurs dans des zones à fort potentiel éolien (puissance installée et énergie éolienne disponible).

Tableau 3.1: Puissance installée de certaines provinces canadiennes sur 2011, 2012 et 2013

(source : Canwea)

Provinces	Puissance éolienne installée 2011 (MW)	Puissance éolienne installée 2012 (MW)	Puissance éolienne installée 2013 (MW)
Alberta	967	1116	1419
Colombie-Britannique	247	389	488
Manitoba	242	258	258
Nouveau-Brunswick	294	294	294
Ontario	2000	2043	2855
Québec	1057	1349	2398
Saskatchewan	198	198	198
Yukon	0,810	0,810	0,810

Le tableau 3.1 fait ressortir la dominance en matière d'énergie éolienne de certaines provinces comme l'Ontario avec 2855 MW de puissance éolienne installée, mais aussi le Québec et l'Alberta avec respectivement 2398 MW et 1419 MW installés. Le tableau 3.1 illustre la nette progression de la puissance éolienne installée entre l'année 2012 et 2013. Les données de la puissance installée sont ensuite couplées avec les cartes annuelles de la puissance éolienne moyenne et les cartes de la vitesse moyenne, disponibles en ligne sur le site de l'Atlas canadien d'énergie éolienne (Environnement-Canada, 2011). Le détail des cartes de vent et de puissance éolienne est présenté en ANNEXE C. Certaines zones géographiques se distinguent par une vitesse de vent plus grande avoisinante 6-7 m/s et une puissance éolienne moyenne proche de 300 W/m². L'ensemble de ces données extraites de l'atlas vient faire valoir la pertinence de certaines

régions géographiques pour l'étude de cas. Par la suite, les données de puissance installée en éolienne ont été comparées à la production annuelle par province (CEA, 2013). Le tableau 3.2 illustre cette comparaison sur deux années distinctes 2011 et 2012. Une augmentation significative de la part d'énergie éolienne utilisée est observée pour la province de l'Alberta et l'Ontario. La province du Québec maintient un seuil relativement constant en maintenant une utilisation de la capacité éolienne installée de l'ordre de 5 %. Seul le Nouveau-Brunswick diminue sa production d'énergie éolienne entre l'année 2011 et 2012.

Tableau 3.2: Énergie éolienne annuelle de certaines provinces canadiennes (source : Canwea)

Provinces	Production annuelle d'énergie éolienne (TWh) 2011	Production annuelle éolien (TWh) 2012	Part d'éolien utilisée pour 2011 de la puissance annuelle installée (%)	Part d'éolien utilisée pour 2012 de la puissance annuelle installée en (%)
Alberta	2,2	2,7	26	28
Manitoba	0,4	0,4	18	18
Nouveau-Brunswick	0,6	0,5	23	22
Ontario	2,2	2,8	12	16
Québec	0,6	0,7	6	5,6
Saskatchewan	0,7	0,7	40,4	40,4
Yukon	≈ 0	≈ 0	≈ 0	≈ 0

Des données complémentaires listant la puissance des parcs éoliens selon les provinces ont permis de confirmer les emplacements de serveurs potentiels dans les provinces les plus attractives en matière d'énergie éolienne. Ce document est répertorié dans l'ANNEXE D.

Suite à l'analyse de l'ensemble de ces types de données, trois provinces sont ciblées dans cette étude :

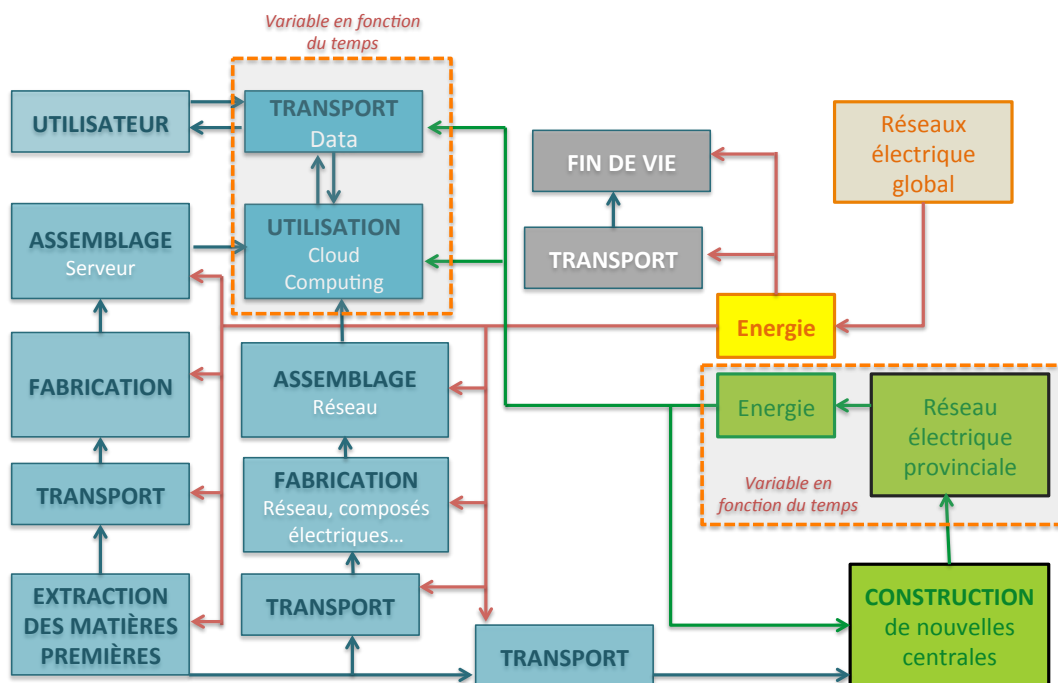
- L'Alberta
- L'Ontario
- Le Québec

L'emplacement des serveurs potentiels découle donc de zones géographiques où l'énergie éolienne est une alternative viable, ce qui correspond d'ailleurs au modèle de réseau proposé par la société Canarie. Cependant, d'autres ressources énergétiques sont à prendre en compte afin de

mettre en place un modèle d'inventaire dynamique viable d'ACV des flux électriques. En effet, d'après le modèle de réseau proposé par le GSTC, les serveurs sont connectés au réseau provincial et pas directement connectés aux parcs éoliens.

3.2.3 Frontière du système à l'étude

Cette étude se focalise sur la phase d'utilisation du service de « *Cloud Computing* », c'est-à-dire la consommation électrique des serveurs soutenant le « *Cloud Computing* ». Il est ainsi nécessaire de modéliser le profil au cours du temps de la production électrique ainsi que le transport de données entre les serveurs et les clients (figure 3-2). Chaque province va être étudiée d'un point de vue de l'étape de l'utilisation avec un modèle d'inventaire dynamique de consommation d'électricité. Le transport des données correspond à une conversation virtuelle par internet à l'aide d'un service comme Skype.



* Note : Les frontières du système sont représentées par les lignes pointillées

Figure 3-2 Ensemble du système à l'étude et frontière du système

3.2.4 Mise en place d'un modèle d'inventaire dynamique des flux électriques en ACV

Une fois les provinces sélectionnées et les frontières du système définies, les données de productions électriques provinciales doivent être collectées par type de source. Les fournisseurs d'électricité de l'Ontario et de l'Alberta mettent à disposition des données horaires, limitant ainsi l'étude historique des données à la résolution horaire. Néanmoins certaines données en temps réel sont disponibles à l'échelle des minutes voire des secondes. Les sources électriques identifiées dans chacune des provinces sont les suivantes:

- Charbon
- Gaz naturel
- Nucléaire
- Hydroélectricité
- Éolien
- Pétrole

L'opérateur du système électrique ontarien IESO exclut automatiquement les productions des centrales de moins de 20 MW. Aucune donnée de minimum de production n'a été mentionnée pour les autres provinces.

3.2.4.1 Le choix de modélisation du bouquet électrique

Par souci d'homogénéité, il est convenu d'utiliser un seul type de modèle de Itten (M1, M2 ou M3) pour représenter les bouquets électriques provinciaux (Itten et al., 2012).

Afin de choisir le type de modèle, une première étude préalable est faite sur les chiffres électriques bilans de l'année 2012. L'ensemble des données de production, d'importation et d'exportation de l'année 2012 pour les trois provinces est présenté au tableau 3.3. À la vue des chiffres de 2012, l'Ontario et l'Alberta importent des quantités plus faibles que celles importées par le Québec. Par conséquent, le Québec apparaît à la fois comme grand exportateur et grand importateur, favorisant donc un modèle de type M3. L'ensemble des provinces est donc modélisé suivant un modèle de type M3 afin d'être comparé entre elles. Le modèle de type M3 est détaillé

à l'équation 3-1. Par ailleurs, les premiers résultats présentés dans l'article à la section résultats sont basés sur un modèle de type M1 pour la province de l'Ontario, car le modèle M3 n'avait pas été finalisé au moment de la soumission de l'article. Les modèles M1 et M3 sont comparés ultérieurement lors de la discussion de cette étude.

Tableau 3.3: Résumé de l'année 2012 des échanges et de la production électrique des provinces Alberta, Ontario et Québec

Provinces	Production année 2012 (GWh)	Totales Exportations année 2012 (GWh)	Totales Importations année 2012 (GWh)	Source
Alberta	71687	82 ($\approx 0,1\%$)	3582 ($\approx 5\%$)	(AESO, 2008-2014)
Ontario	154351	17864 ($\approx 12\%$)	5681 ($\approx 4\%$)	(Independent Electricity System Operator)
Québec	198918	32530 ($\approx 16\%$)	34357 ($\approx 17\%$)	(Statistique Canada, 2008- 2014b)

Bouquet électrique = Production électrique – Exportations + Importations

Équation 3-1 Modèle M3 de modélisation du bouquet électrique pour les provinces Alberta, Ontario et Québec

3.2.4.2 La collecte de données

3.2.4.2.1 Les données de production électrique

L'ensemble des données sont récupérées en ligne et/ ou dans des rapports officiels et des archives d'instituts provinciaux ou nationaux (tableau 3.4). L'ensemble des données récupérées

est sous la forme d'un entrant électrique en Watt, par heure, par source pour chaque journée de l'année. Les données de production d'électricité sont traitées avec une vision attributionnelle, toutes les technologies de production d'électricité sont incorporées dans le bouquet électrique.

Un exemple de données brutes horaires pour l'Alberta est donné en ANNEXE E. Certaines données de production ontarienne par centrales sont collectées en temps réel (à la résolution horaire) et sont incorporées aux banques de données historiques déjà existantes (Independent Electricity System Operator). L'Alberta dispose aussi de données en temps réel de la production par type de centrales électriques, mais ces données ne sont pas utilisées dans cette étude, seules les données extraites des rapports issus d'archives de la régie AESO (Alberta Electric System Operator) vont faire l'objet de ce rapport. Néanmoins il est important de noter que l'Alberta et l'Ontario possèdent des données accessibles en temps réel sur les sites IESO et AESO. Les sources de données en temps réel sont référencées au tableau 3.5. Les données en temps réel vont servir pour des calculs d'émissions instantanées alors que les données historiques (données d'archives) vont servir à un calcul rétrospectif des émissions.

Tableau 3.4: Sources des bases de données électriques par province

Province	Site	Sources	Format	Période couverte	Type de données
Alberta	AESO	(AESO, 2014) et (AESO, 2008-2014)	Fichiers Excel	2008-2014	Horaire Journalière (archive)
Ontario	IESO	(Independent Electricity System Operator)	Fichiers Excel et XML	2012-2014	Horaire Journalière (archive)
Québec	Statistique Canada	(Statistique Canada, 2008-2014a)	Tableaux HTML	2008-2014	Mensuelle (archive)

Tableau 3.5: Sources des bases de données électriques par province

Province	Site	Sources en ligne	Type de données
Alberta	AESO	http://ets.aeso.ca/ets_web/ip/Market/Reports/CSDReportServlet	Temps réel
Ontario	IESO	http://www.ieso.ca/Pages/Power-Data/default.aspx#supply	Temps réel

Comme le montre le tableau 3.4, les données historiques horaires par source pour le Québec ne sont pas disponibles. Cette problématique du Québec est évoquée dans la section 3.4.

La quantité de données historiques générée est considérable et non communicable telle quelle. Pour la province de l'Ontario, certaines données doivent être au préalable rassemblées par technologie de production, le site IESO fournit une liste de production par centrale.

3.2.4.2.2 Les données d'exportations et importations

Afin de compléter le modèle électrique de type M3 de l'Ontario et de l'Alberta, un ensemble de données d'importations et d'exportations horaires vont être collectées sur les mêmes sites de production d'électricité IESO et AESO (AESO, 2008-2014; Independent Electricity System Operator). Les sociétés d'énergie IESO et AESO donnent accès directement aux mégawattheures échangés aux différentes interfaces. Les données du Québec sont, tout comme les données de production d'électricité québécoise, des données mensuelles en provenance de statistiques du Canada. Des données d'importations et d'exportations plus précises pour le Québec sont traitées plus en détail tout au long de la section 3.4. Un résumé des données d'importations et d'exportations pour les trois provinces est présenté au tableau 3.6.

Tableau 3.6: Sources des bases de données des importations et exportations électriques par province

Province	Importation	Exportation	Type de données	Commentaires
Alberta	✓	✓	Horaire Journalière	Accès direct sur le site AESO (AESO, 2008-2014)
Ontario	✓	✓	Horaire Journalière	Accès direct sur le site IESO (Independent Electricity System Operator)
Québec	✓	✓	Mensuelle Horaire	Accès restreint sur le site de statistique Canada (Statistique Canada, 2008-2014b) Accès aux données via les sites des provinces voisines

L'ensemble des données électriques d'importations et d'exportations collectées ne permet pas de remonter jusqu'aux technologies électriques exportées et importées par chaque province aux interconnexions. La modélisation des importations et des exportations historiques de l'Alberta et de l'Ontario s'appuie donc sur deux scénarios :

- *Scénario 1 : Chaque province ou État exporte exclusivement son électricité marginale (approche conséquentielle des flux d'importations et exportations).*
- *Scénario 2 : Chaque province ou État exporte l'électricité de l'ensemble de ses technologies de production (approche attributionnelle des flux d'importations et exportations).*

Le scénario 1 est un scénario stationnaire : il ne tient pas compte des variations de la demande et des technologies de production (les technologies marginales sont identifiées à partir des moyennes annuelles). Le scénario 2 peut être traité de façon quasi stationnaire c'est-à-dire en tenant compte de la variation horaire de la production électrique influant les exportations de la province au cœur des échanges et maintenir les autres bouquets électriques stationnaires (base annuelle des bouquets électriques). De ce fait, les exportations des provinces de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec sont pondérées par le bouquet électrique horaire obtenu chaque heure. Les technologies marginales des provinces et États sont basées sur les technologies électriques les plus modulables et les moins chères (Amor, 2011), répondant à la demande de pointe. Les technologies marginales identifiées pour l'Alberta, l'Ontario et leurs interconnexions sont présentées au tableau 3.7. L'identification des technologies marginales est basée sur les travaux de Ben Amor (2011) menés sur la province du Québec. Le détail des bouquets électriques utilisés lors de l'approche attributionnelle est donné au tableau 3.8.

À noter qu'un scénario 3 dans lequel seraient étudiées de façon dynamique les technologies marginales (Amor, 2011) fait l'objet d'un autre travail au CIRAIG. En poursuivant l'idée du scénario 3, un scénario 2 dynamique peut aussi être envisageable, dans lequel le bouquet électrique de chaque province et État serait étudié au cours du temps. Ainsi, les parts et les technologies électriques échangées changeraient à tout instant. Malgré la plus grande précision de ces deux scénarios dynamiques, le manque de détails historiques des données des États américains ne permet pas de mettre en œuvre de telles approches. Ainsi seuls, les scénarios 1 et 2 sont développés dans cette étude.

Tableau 3.7: Technologies marginales scénarios 1, des importations et exportations électriques
par provinces et/ou états

Province	Technologies marginales de la province	Interconnexions	Technologies marginales des interconnexions
Alberta	Charbon	Saskatchewan	50 % Charbon 50 % Gaz naturel
		Colombie-Britannique	Hydroélectricité
Ontario	Charbon (jusqu'à décembre 2013) et Gaz naturel (année 2014)	Québec	Hydroélectricité
		Manitoba	Hydroélectricité
		Michigan	50 % Charbon 50 % Gaz naturel
		Minnesota	50 % Charbon 50 % Gaz naturel
		New York	50 % Charbon 50 % Gaz naturel

Tableau 3.8: Bouquet électrique échangé entre provinces pour l'approche attributionnelle

Provinces	Nucléaire (%)	Charbon (%)	Gaz naturel (%)	Hydroélectricité (%)	Éolien (%)	Pétrole (%)
Alberta	<i>modèle d'inventaire dynamique</i>					
Ontario	<i>modèle d'inventaire dynamique</i>					
Québec	0	0	0,6	99	0,4	0
Manitoba	0	0	0	98,4	1,3	0,3
Michigan/New York	35	28	27	7	2	1
Minnesota	25	63	9	0	3	0
Saskatchewan	0	57,5	19,3	20,3	3	0
Colombie-Britannique	0	0	5,6	82,2	1,1 + 10,8 biomasses	0,3

3.2.4.3 Le traitement des données historiques de production, d'importations et d'exportations pour la mise en place du modèle de profil électrique dynamique

3.2.4.3.1 Modèle général dynamique de profil électrique en ACV

Dans un premier temps, les données brutes sous forme de wattheures sont agrégées par type de technologie; les importations par type de technologie sont ajoutées à la production et les exportations de chaque technologie sont soustraites à la production électrique.

Les données historiques brutes de l'Ontario et de l'Alberta sont ensuite exprimées sous forme de pourcentages représentant la contribution relative de chaque technologie de production d'électricité, d'importations et d'exportations au bouquet électrique global de la province (Éq 3-2).

∀ jour, ∀ heure, à t fixé :

$$\text{Charbon} = x(t) / [x(t) + y(t) + z(t) + \dots] = A(t)\%$$

$$\text{Gaz naturel} = y(t) / [x(t) + y(t) + z(t) + \dots] = B(t)\%$$

$$\text{Hydro-électricité} = z(t) / [x(t) + y(t) + z(t) + \dots] = C(t)\%$$

etc.

Avec x, y, z des flux électriques en Wattheure variables en fonction du temps et

A, B, C bouquet électrique de chaque source électrique, fonction du temps

Équation 3-2 Calculs des bouquets électriques pour chaque source électrique

Pour le Québec, la démarche est différente comme expliquée à la section 3.4. L'idée de l'approche d'inventaire dynamique est de mettre en évidence les fluctuations horaires des bouquets électriques au cours de l'année afin d'augmenter la précision de la modélisation de l'électricité en ACV tout en réduisant le nombre nécessaire de bouquets électriques pour couvrir la période annuelle comparativement aux données brutes historiques collectées. Le modèle à plus fine résolution temporelle incorporé à la méthode d'ACV doit ainsi être aussi pertinent et précis que nécessaire: par exemple, il doit permettre de tenir compte, en fonction du besoin, de la dynamique des heures de pointe et des heures creuses au cours de la journée, mais aussi des différences de consommations entre fin de semaine et semaine ou encore représenter l'ensemble des 24 heures de journées types. La dynamique électrique qui a lieu lors des diverses saisons et au cours des mois peut aussi être modélisée pour une plus grande représentativité de la variation de la production, des importations et d'exportations d'électricité. En effet, les besoins globaux en électricité ne sont pas les mêmes d'une saison à l'autre en raison du chauffage pendant la période hivernale ou encore des systèmes climatisés durant l'été (Aucoin, 2007). Il est donc pertinent de représenter aussi l'évolution des différents bouquets électriques en fonction du changement global de demande en électricité et paramétrer le modèle en fonction des variations à considérer.

Le modèle d'inventaire dynamique d'ACV peut être développé de façon générale, où la période de temps considérée pour les variations de l'électricité dépend du processus étudié en ACV. Le modèle d'inventaire dynamique serait configuré en fonction des besoins de l'utilisateur. Le modèle d'inventaire dynamique est généralisé et développé à l'équation 3-3.

$$\text{Bouquet électrique (t)} = A(t) + B(t) + C(t) + \dots$$

Avec A, B, C... les parts de chaque technologie productrice d'électricité remplissant la production électrique totale à un instant choisi, exprimé en pourcentage.

Équation 3-3 Modèle d'inventaire dynamique en ACV généralisé

3.2.4.3.2 *Modèle d'inventaire dynamique propre à l'étude de cas du GSTC*

Le modèle d'inventaire dynamique en ACV est ici paramétré pour répondre au contexte du service de TIC. Ainsi, l'approche dynamique consiste donc à mesurer les flux électriques d'une journée type pour chaque mois ou saison afin d'améliorer la modélisation électrique en

ACV tout en fournissant un modèle permettant d'anticiper la production électrique sur une échelle de temps donnée. À noter qu'une journée type est une journée fictive, issue de moyennes sur les jours du mois ou de la saison. Par ailleurs, dans ce modèle d'inventaire dynamique en ACV, une journée type est décomposée en 24 heures. Les moyennes faites pour l'élaboration de la journée type peuvent être traitées à l'échelle d'une saison ou d'un mois :

- L'échelle saisonnière horaire (ES)
- L'échelle mensuelle horaire (EM)

Le premier modèle ES tient compte des variations saisonnières au cours de l'année (Hiver, Printemps, Été, Automne). Le modèle saisonnier décrit les quatre saisons sur la base d'une journée type, qui est comme vue précédemment décomposée en 24 heures (24* 4 bouquets électriques pour couvrir une année). À l'aide de la fonction de tableaux croisés dynamiques dans Excel, toutes les journées d'une même saison sont moyennées pour chaque heure. En effet, chaque journée type, est représentée par une fonction de variable temps (t allant de 0 à 24h), avec $H(t)$, $P(t)$, $E(t)$ et $Au(t)$ les bouquets électriques de chaque journée type.

- Hiver = $\mathbf{H}(t) = \text{Charbon}^H(t) + \text{Gaz naturel}^H(t) + \text{Hydro}^H(t) + \text{Éolien}^H(t) + \text{Autres}^H(t)$
- Printemps = $\mathbf{P}(t) = \text{Charbon}^P(t) + \text{Gaz naturel}^P(t) + \text{Hydro}^P(t) + \text{Éolien}^H(t) + \text{Autres}^P(t)$
- Été = $\mathbf{E}(t) = \text{Charbon}^E(t) + \text{Gaz naturel}^E(t) + \text{Hydro}^E(t) + \text{Éolien}^E(t) + \text{Autres}^E(t)$
- Automne = $\mathbf{Au}(t) = \text{Charbon}^A(t) + \text{Gaz naturel}^A(t) + \text{Hydro}^A(t) + \text{Éolien}^A(t) + \text{Autres}^A(t)$

À noter, dans cette approche le découpage des saisons est fait selon les trimestres et non selon les dates officielles de début et de fin des saisons.

L'échelle EM, quant à elle, s'intéresse à la variation du flux électrique pour chaque mois de l'année. La méthodologie est la même que celle décrite précédemment pour les saisons avec comme seule différence des moyennes faites pour le mois. Ainsi, toutes les journées d'un même

mois sont moyennées pour chaque heure, chaque mois se voit attribuer un bouquet électrique correspondant à une journée type sur 24 h (24 *12 bouquets électriques pour couvrir une année).

Ce dernier modèle offre une plus grande résolution du modèle d'inventaire dynamique de par une plus grande quantité de bouquets électriques à traiter. Néanmoins, les deux échelles de temps vont dépendre d'un compromis entre précision et nombre de bouquets électriques à traiter.

3.2.4.4 Le calcul des impacts de la phase d'utilisation

Le schéma de calcul des impacts est commun quel que soit le modèle d'ACV temporel choisi. La divergence est dans la considération temporelle du bouquet électrique. La formule de l'empreinte carbone de la phase d'utilisation relative à la consommation d'électricité est développée à l'équation 3-4. Les autres indicateurs environnementaux se calculent de la même façon en utilisant les facteurs d'émissions correspondants. Le coefficient d'émissions est obtenu grâce au logiciel d'ACV SimaPro et de la base ecoinvent 2.2 avec la méthode Impact 2002+.

$$\text{Empreinte carbone (kg CO}_2\text{ eq)} = \text{Consommation électrique (kWh)} * \sum_{\text{source}} \text{Facteur d'émission}_{\text{source}} \text{ (kg CO}_2\text{ eq/kWh)}$$

Équation 3-4 Calcul de l'empreinte carbone de la phase d'utilisation

Le premier travail consiste à modéliser les technologies via le logiciel SimaPro et la base de données ecoinvent 2.2. L'ensemble des technologies de production de l'électricité est choisi sur le modèle de production de l'Amérique du Nord développé par le CIRAIG (Centre Interuniversitaire de recherches sur le cycle de vie des produits, procédés et services). Les processus ont été adaptés en remplaçant les bouquets électriques européens par le bouquet électrique moyen nord-américain pour tous les processus d'arrière-plan, c'est-à-dire tous les processus directement et indirectement liés aux processus d'avant-plan par exemple ici les processus de production d'électricité. Le tableau 3.9 présente le détail du bouquet électrique utilisé pour les données d'arrière-plan.

Tableau 3.9: Bouquet électrique nord-américain utilisé pour la modélisation des processus d'arrière-plan de la base de données nord-américaine

Source électrique	Part électrique
Charbon	44,7 %
Pétrole	4,4 %
Hydro	13,6 %
Gaz naturel	17,3 %
Nucléaire	19,3 %
Éolien	0,3 %
Biomasse	< 0,1 %
Autre	< 0,1 %

Le bouquet nord-américain est ici plus approprié aux provinces ciblées considérant que l'approvisionnement des matières premières et la gestion des déchets générés aux diverses étapes du cycle de vie peuvent avoir lieu n'importe où, mais plus probablement en Amérique du Nord. Ainsi, tous les processus de production d'électricité d'avant-plan ayant lieu en Ontario ou ailleurs au Canada (incluant les divers transports) font appel à des processus d'arrière-plan adaptés au contexte énergétique nord-américain. Les processus de production d'électricité à partir de charbon et de gaz naturel sont différenciés entre l'Alberta et l'Ontario. Le Québec est quant à lui représenté suivant les mêmes technologies de productions d'électricité que l'Ontario. Les processus utilisés sont décrits dans le tableau 3.10.

Tableau 3.10: Processus de la production électrique de la base de données ecoinvent

Source électrique	Processus ecoinvent
Charbon	Electricity, hard coal, at power plant/NPCC U (Ontario, Québec)
	Electricity, hard coal, at power plant/WECC U (Alberta)
Hydro	Electricity, hydropower, at reservoir power plant, non alpine regions/RER U (toutes les provinces)
Gaz naturel	Electricity, natural gas, at power plant/NPCC U (Ontario, Québec)
	Electricity, natural gas, at power plant/WECC U (Alberta)
Nucléaire	Electricity, nuclear, at power plant boiling water reactor/US U (toutes les provinces)
Pétrole	Electricity, oil, at power plant/UCTE U
Biomasse	Electricity, high voltage heat and power co-generation, wood chips, 6400kW thermal, with extensive emission control Alloc Def, U (Alberta)
Éolien	Electricity, at wind power plant 800kW/RER U (toutes les provinces)

Chaque technologie est ensuite analysée sur l'ensemble de son cycle de vie avec la méthode IMPACT 2002+, pour une unité fonctionnelle d'un kilowattheure. Les résultats obtenus se présentent sous la forme d'une série d'impacts dommages et problèmes par kilowattheure.

Le calcul des impacts de la catégorie du réchauffement climatique en ACV permet d'élaborer une première approche d'une empreinte carbone à plus fine résolution temporelle induite par la variation de la production électrique pour les provinces de l'Alberta et de l'Ontario. Néanmoins cette approche ne peut pas être complètement transposée à la province de Québec en raison de l'absence de données de production précises horaire.

3.2.5 Le cas particulier du Québec

En effet, contrairement à l'Alberta et l'Ontario, le Québec ne dispose pas de données historiques suffisamment précises pour mettre en place des bouquets électriques avec une résolution horaire. Depuis les deux nationalisations de l'électricité au Québec en 1944 et 1962, Hydro-Québec, est devenue l'un des principaux producteurs d'électricité en Amérique du Nord. Néanmoins la société d'État Hydro-Québec contrairement aux autres sociétés de l'énergie IESO et AESO, ne rend public qu'un nombre restreint de données concernant sa production

d'électricité et ses importations et exportations. Afin de combler l'absence de données suffisantes pour la création d'un modèle temporel propre au Québec, la province est étudiée en fonction de son rôle déterminant sur le marché de l'électricité en Amérique du Nord et des centrales électriques présentes au Québec.

Le Québec jouit de grandes ressources hydroélectriques (Bernard, 1992, 2005) et dans une moindre mesure de ressources éoliennes. L'industrie de l'électricité québécoise à dominante hydroélectrique possède deux atouts considérables sur le marché de l'électricité. En effet, l'hydroélectricité bénéficie d'un faible coût de production, favorisant l'exportation sur les marchés nord-américains et l'électricité peut indirectement être stockée sous forme d'eau dans les réservoirs. L'exportation jouant un rôle clé dans la dynamique électrique du Québec, il est rigoureux d'en tenir compte lors de la modélisation

Le bouquet électrique du Québec suit une modélisation de type M3, pour ce faire, les importations et exportations avec le Québec vont être modélisées. Les travaux de thèse de Ben Amor sur les marchés électriques des autorités échangeant de l'électricité avec la province du Québec (Amor, 2011) ont permis d'identifier quatre réseaux électriques connectés avec le Québec :

- **Le Nouveau- Brunswick**
- **L'Ontario**
- **L'État de New York**
- **La Nouvelle-Angleterre**

La province du Labrador est considérée comme une centrale d'Hydro-Québec. Les données horaires d'importations et d'exportations de flux électriques échangés avec le Québec sont répertoriées pour chaque interconnexion ciblée ci-dessus.

3.2.5.1 La collecte de données pour le bouquet électrique du Québec

Tout d'abord, les données de la production locale sont extraites sur le site statistique Canada. Les données disponibles pour le Québec sont des données de production électrique mensuelles différenciées par technologie permettant de créer une base au modèle M3 de modélisation électrique. Néanmoins, les données de production électrique mensuelle québécoise

vont devoir être extrapolées sur la base de la dynamique de production horaire d'autres provinces afin d'offrir un détail suffisant pour le modèle temporel horaire (voir paragraphe 3.4.3). Les détails de chaque donnée de production, d'importations et exportations sont énumérés dans les tableaux 3.11 et 3.12.

Par la suite, plusieurs sites d'opérateurs des réseaux électriques permettent de mettre en place les banques de données d'importations et d'exportations nécessaires pour la mise en place des profils dynamiques des échanges entre le Québec et les provinces avoisinantes. La liste des sites visités est répertoriée dans le tableau 3.11. L'ensemble des sites cités est rattaché aux gouvernements de chaque province ou État, permettant de garantir la fiabilité des données. Les données brutes d'importations et d'exportations sont extraites pour chaque heure et pour chaque jour de l'année. Un inventaire de données d'importations et d'exportations pour chaque région connectée au Québec est détaillé à l'ANNEXE F. Il est à noter cependant qu'un grand nombre de sites répertoriés fournissent aussi des données en temps réel. L'accès aux données en temps réel peut permettre d'améliorer et mettre en application les modèles prédictifs des échanges électriques avec le Québec développés dans ce mémoire à la section 3.6.

Malgré la bonne accessibilité des données pour l'ensemble des provinces et États, les sources électriques (charbon, nucléaire, hydroélectricité etc.) qui sont exportées et importées font figure de grandes absentes au sein des données récupérées. Tout comme l'Alberta et l'Ontario, les deux scénarios attributionnel et conséquentiel ont été modélisés pour les flux d'importations et d'exportations.

Tableau 3.11: Source des bases de données électriques des provinces voisines du Québec

Province	Site	Référence	Adresse internet
Québec	Statistiques Canada	Données mensuelles de production par source	http://www5.statcan.gc.ca/cansim/a47
Nouveau Brunswick	NBSO	Données en temps réel du <i>NetImport</i> de chaque interconnexion Données historiques des importations et exportations Nouveau-Brunswick / Québec 2011- août 2013	http://www.nbso.ca/Public/fr/SystemInformation_realtime.asp http://www.nbso.ca/Public/fr/op/market/data/reports/report_List.aspx?path=historical%20system%20information
New York	NYISO	Données historiques horaires pour l'interconnexion New York / Québec 2011-2014	http://www.nyiso.com/public/markets_operations/index.jsp
Ontario	IESO	Données récentes en quasi-temps réel Données totales d'importations et d'exportations 2002-2014 Données spécifiques Québec 2013-2014	http://reports.ieso.ca/public/TRAPreauctionInterfaceHistoryMonthly/PUB_TRAPreauctionInterfaceHistoryMonthly_201411_v17.xml et http://reports.ieso.ca/public/Inter tieScheduleFlow/PUB_IntertieScheduleFlow.xml http://www.ieso.ca/Pages/Media/Imports-and-Exports.aspx http://reports.ieso.ca/public/GenOutputCapability/
Nouvelle Angleterre	ISO-NE	Données horaires historiques sur l'interface Nouvelle Angleterre / Québec 2011-2014	http://www.iso-ne.com/markets/hstdata/dtld_net_intrchnge/ext_intfrnc/index.html

Tableau 3.12: Type et détail des données électriques pour la modélisation du profil québécois

Provinces	Type(s)	Détail temporel
Québec	Production	Mois
Québec	Importation Exportation	Heure
Ontario	Importation Exportation	Heure
Nouveau-Brunswick	Net import	Heure
Nouvelle Angleterre	Importation Exportation	Heure
New York	Importation Exportation	Heure

3.2.5.2 Modélisation des technologies prenant part aux importations et exportations pour le modèle temporel du Québec

L'absence d'information sur les technologies électriques, prenant part dans les flux électriques importés et exportés avec le Québec, nécessite la mise en place de modélisations des technologies électriques employées. Cette étape est primordiale afin de pouvoir composer le bouquet électrique du Québec.

Tout comme l'Alberta et l'Ontario, la modélisation des importations et des exportations historiques du Québec s'appuie donc sur plusieurs scénarios :

- *Scénario 1 : Chaque province ou État exporte exclusivement son électricité marginale.*
- *Scénario 2 : Chaque province ou État exporte l'électricité de l'ensemble de ses technologies de production.*

Dans le premier scénario, l'électricité entrante et sortante aux interfaces québécoises provient exclusivement des technologies marginales. L'électricité marginale est associée à la technologie la plus variable dans le temps et la moins chère. Le charbon et le gaz naturel sont généralement désignés comme des technologies marginales de par leur modularité et leur compétitivité face aux fluctuations de la demande en électricité. Les travaux de thèse de Ben Amor sur les électricités marginales de chaque province serviront de support à l'élaboration du profil temporel d'import/ export du Québec. Le tableau 3.13 dresse les technologies marginales exportées par chaque province.

Tableau 3.13: Électricité marginale échangée entre provinces

Provinces	Source d'exportation	Source de données
Québec	Hydroélectricité	Basé sur des données d'électricité marginales historiques de 2006 à 2008 (Amor, 2011)
Ontario	Charbon	
Nouveau-Brunswick	50% Charbon 50% Gaz naturel	
Nouvelle Angleterre	Gaz naturel	
New York	50% Charbon 50% Gaz naturel	

Dans le scénario 2, l'électricité importée provient d'un mélange de différentes technologies composant le bouquet électrique de la province exportatrice. Par exemple, si le Québec importe 1 MWh de l'Ontario, ce mégawattheure sera issu de l'ensemble des sources de production électrique de l'Ontario. L'ensemble des bouquets électriques utilisé pour la modélisation de l'approche attributionnelle est résumé dans le tableau 3.14.

Tableau 3.14: Bouquet électrique échangé entre provinces

Provinces	Nucléaire (%)	Charbon (%)	Gaz naturel (%)	Hydroélectricité (%)	Éolien (%)	Pétrole (%)
Québec	<i>Modèle d'inventaire dynamique</i>					
Ontario (jusqu'en décembre 2013)	58	2,7	17	20	2,3	0
Ontario (à partir de janvier 2014)	60	0	11	24	5	0
Nouveau-Brunswick	1	18	17	4	6	54
Nouvelle Angleterre	28	7	51	7	6	0
New York	35	29	27	7	2	0

3.2.5.3 Les extrapolations de la modélisation

Malgré le nombre important de données historiques d'importations et d'exportations obtenues pour la modélisation du bouquet québécois, certaines données manquent de précision et doivent être extrapolées.

3.2.5.3.1 *Extrapolation de la production québécoise*

La première extrapolation touche la production électrique du Québec, où les données sont mensuelles pour chaque source d'électricité. Or, il est important pour l'étude de recréer un profil horaire journalier sur une base mensuelle afin de mettre en évidence les heures creuses et heures de pointes durant la journée. Pour ce faire, la production horaire du Québec peut être extrapolée à partir de la production journalière de l'Ontario ou de celle du Nouveau-Brunswick. Ces deux approches sont traitées séparément et comparées.

Pour ce faire la production électrique horaire totale du modèle temporel de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick est mise sous la forme d'un pourcentage relatif par rapport au total du mois. Ce pourcentage est ensuite appliqué aux données mensuelles du Québec, de manière à calculer la production horaire moyenne au cours du mois. Cette approche revient à faire l'hypothèse que la charge électrique horaire sur le réseau est la même au Québec et en Ontario (ou au NB).

Les détails de cette extrapolation pour le mois de janvier, à partir de la courbe de charge de l'Ontario, sont présentés à la figure 3-3. Une fois la production horaire québécoise obtenue, celle-ci est répartie par source de production suivant le bouquet mensuel québécois. Le détail des calculs est donné à la figure 3-4.

Il est à noter que la production québécoise repose actuellement sur l'Hydro à 99 % et 0,3 % d'éolien (Statistique Canada, 2008-2014a) et que l'incertitude sur la répartition entre ces deux sources reste faible. Par ailleurs, les facteurs d'émissions par kilowattheure de l'hydroélectricité et de l'éolien sont très proches en matière de GES, ce qui atténue encore l'imprécision du calcul dans le cas de l'empreinte carbone d'1 kWh produit au Québec.

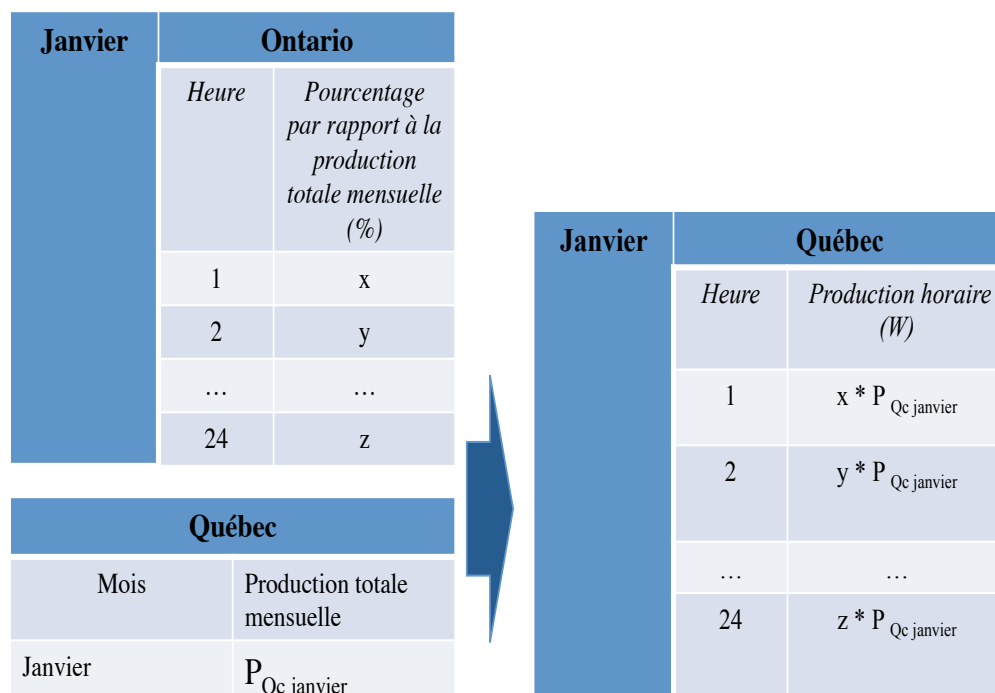


Figure 3-3 Extrapolation de la production horaire québécoise sur le modèle ontarien

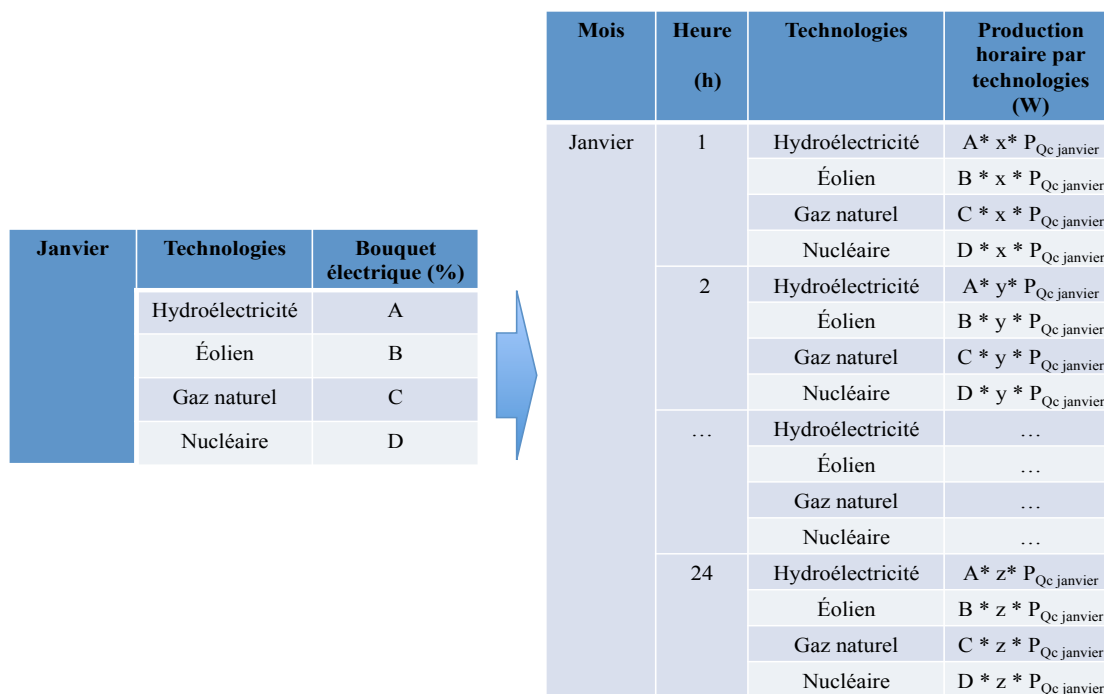


Figure 3-4 Extrapolation de la production horaire québécoise par technologie

3.2.5.3.2 Extrapolation des échanges avec le Nouveau-Brunswick

Les données historiques de l'interface Québec / Nouveau-Brunswick vont être étendues avec des données en temps réel. En effet, afin de couvrir une période de temps commune à l'ensemble des interfaces, les données d'échanges électriques entre le Québec et le Nouveau-Brunswick sont complétées avec les données en temps réel.

Tout d'abord, les données en temps réel sont récupérées via un script python, afin de constituer une banque de données propre à l'interface Québec / Nouveau-Brunswick. Le détail du script python est présenté à l'ANNEXE G. Les données prélevées en temps réel servent à compléter le modèle temporel horaire d'import/export plus développé pour l'interconnexion du Nouveau-Brunswick avec le Québec.

Néanmoins, la seconde extrapolation concerne les données en temps réel extraites sous forme de *NetImport* du Nouveau-Brunswick. En effet, le Nouveau-Brunswick ne différencie pas en temps réel ses données d'importations et d'exportations à l'interconnexion avec le Québec, seules les données combinées d'importations et exportations avec les différents réseaux électriques limitrophes auxquels il est connecté sont répertoriées en ligne. Le *Netimport* représente le différentiel entre les importations et les exportations. En effet, le Nouveau-Brunswick importe largement plus qu'il exporte vers le Québec, il est donc représenté par sa valeur *NetImport* électrique. Il est usuel de représenter les échanges électriques d'un territoire dont la valeur des importations est supérieure aux exportations, par son *Netimport* (IEA, 2014; Itten et al., 2012). Les données en temps réel donnent donc accès au total horaire net échangé entre le Québec et le Nouveau-Brunswick. Il est donc supposé qu'une valeur négative de *Netimport* équivaut à une exportation et une valeur positive à une importation entre le Québec et le Nouveau-Brunswick.

3.2.5.4 Obtention du profil électrique historique du Québec

Une fois toutes les données récupérées et extrapolées les profils historiques électriques différenciés par source du Québec sont recréés suivant la modélisation de type M3, à l'exception du Nouveau-Brunswick qui est, quant à lui, représenté avec un seul flux *NetImport*. L'équation de modélisation du bouquet électrique du Québec est détaillée par province à l'équation 3-5.

$$\text{Bouquet Québec (h)} = \text{Production Québec (h)} - \text{Exportations (h)}_{\text{New York/ Nouvelle-Angleterre/ Ontario Nouveau-Brunswick}} + \text{Importations (h)}_{\text{New York / Nouvelle-Angleterre/ Ontario/Nouveau-Brunswick}}$$

Équation 3-5 Détail par province de la modélisation horaire du bouquet électrique du Québec

Une fois les profils mis en place, la partie calcul d'impacts est similaire à celle du chapitre précédent pour l'Ontario et l'Alberta.

À cette étape de la méthodologie, l'étude dispose d'une série de profils temporels élaborés pour les trois provinces ciblées par l'étude de cas. La reconstruction d'un profil électrique horaire pour le Québec est une grande première.

3.2.6 Validation des modèles d'inventaire dynamique et applications de l'étude de cas

Tout d'abord, le modèle d'inventaire dynamique doit être comparé à l'approche conventionnelle afin de valider l'amélioration du modèle d'inventaire dynamique sur la modélisation du bouquet électrique en ACV. La supériorité du modèle mensuel par rapport au modèle saisonnier va aussi être déterminée. Ensuite, les avantages du modèle d'inventaire dynamique sont illustrés via différents scénarios d'optimisation lors de la phase d'utilisation d'un service de « *Cloud Computing* » dans le temps. L'étude de cas du GSTC permet la mise en contexte des profils électriques temporels.

3.2.6.1 Comparaison des modèles d'inventaire dynamique avec l'approche conventionnelle d'ACV

3.2.6.1.1 Mise en place des différents modèles de comparaison

Dans un premier temps, il est essentiel d'illustrer les bénéfices du modèle d'inventaire dynamique par rapport à l'approche conventionnelle des flux électriques en ACV. Afin de mettre en exergue les bénéfices du modèle développé, trois approches sont mises en place :

- L'approche conventionnelle d'ACV
- L'approche historique
- L'approche de l'inventaire dynamique

Les différentes approches, historiques, temporelles et conventionnelles, développées dans cette méthodologie sont comparées via les résultats d'empreinte carbone. Cette comparaison est effectuée à travers les provinces de l'étude de cas : Québec, Ontario et Alberta.

De ce fait, l'empreinte carbone temporelle de chaque province est comparée à une empreinte carbone calculée à partir d'un bouquet électrique provincial, annuel, relatif au modèle conventionnel d'ACV. La comparaison des différentes approches doit mettre en exergue les variations d'impacts par kilowattheure.

3.2.6.1.2 L'approche conventionnelle d'ACV

La phase d'inventaire de l'approche conventionnelle d'ACV utilise les données électriques sous forme de moyennes annualisées. Seule la production d'électricité est prise en compte dans la mise en place des bouquets électriques annuels. La collecte de données se fait à l'échelle régionale. Les données récupérées par type de sources sont ensuite moyennées sur l'année donnant ainsi le profil électrique de la région. L'approche conventionnelle ne contient aucune notion horaire, contrairement aux approches temporelle et historique. Chaque donnée électrique est donc regroupée par source et mise sous la forme d'un résultat unique de bouquet électrique à l'échelle annuelle.

3.2.6.1.3 L'approche historique des flux électriques

L'approche historique des flux électriques considère l'ensemble des variations électriques au cours de la journée et du mois (figure 3-5). Chaque heure de l'année a son propre bouquet électrique. L'approche historique permet de dresser des profils électriques précis et d'analyser les tendances des flux électriques. L'approche historique représente la production électrique réelle passée avec agrégation temporelle plus fine (horaire) que pour des données mensuelles ou annuelles.

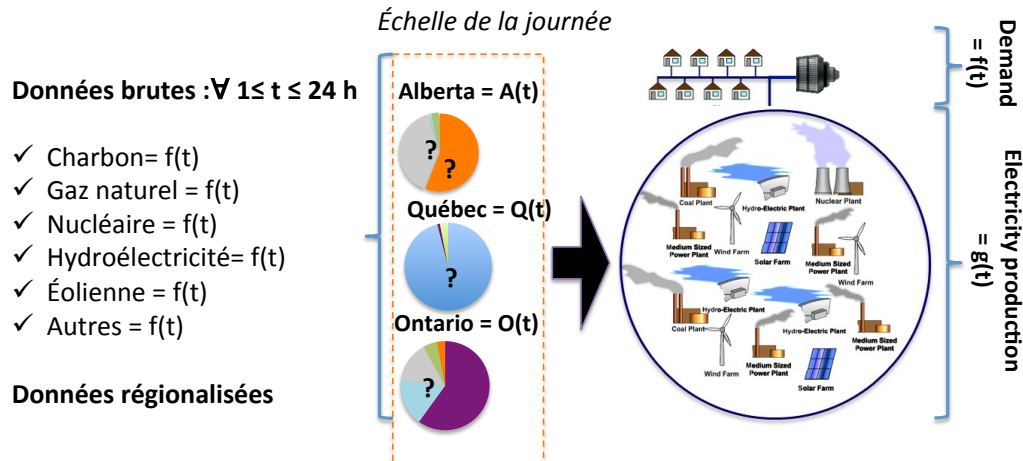


Figure 3-5 Approche historique de la phase d'inventaire des bouquets électriques

3.2.6.1.4 Approche d'inventaire dynamique

Cette approche est un compromis entre les approches conventionnelle et historique. Les données historiques sont partiellement agrégées pour améliorer la précision tout en réduisant le nombre de bouquets pour représenter la production électrique annuelle.

3.2.6.2 Analyse statistique de la dispersion des moyennes des différentes approches

L'idée de cette section est d'évaluer la dispersion des moyennes choisies dans l'approche temporelle par rapport aux moyennes de l'approche historique. Pour ce faire, dans un premier temps, les différentes échelles de temps proposées pour l'étude de cas du GSTC vont être évaluées statistiquement par le biais de calculs d'écarts types. L'écart type est la mesure de la dispersion la plus courante, permettant d'évaluer la distribution des valeurs autour de la moyenne. L'approche par les écarts types permet de s'assurer que la moyenne mensuelle ou saisonnière horaire choisie ne diverge pas des valeurs journalières. Les détails de l'approche des écarts types pour chacune des approches conventionnelle et temporelle sont donnés au tableau 3.15. La moyenne doit rester proche de la valeur qu'elle représente imposant un écart type le plus faible possible (relatif au poids de l'écart type). En effet, afin de juger si l'écart type obtenu est acceptable, il est important d'évaluer quel est le poids de l'écart type par rapport à la moyenne de l'ensemble des données. Par exemple, un écart type de 2% sur une part électrique mensuelle de 2% occasionne une incertitude pour cette part électrique à 100%.

Cette approche permet de valider si le changement du bouquet électrique change considérablement d'une journée à l'autre pour le même mois où si la résolution d'une journée type du mois est une bonne représentation de la variabilité des flux électriques dans le cas du GSTC. Le même raisonnement est fait par rapport aux saisons. Les importations et les exportations ne sont pas intégrées dans l'analyse des écarts types, seules les technologies de production d'électricité de la province sont comptabilisées pour les deux approches (temporelles et conventionnelles), par rapport à la même base de données rétrospectives.

Une fois le modèle approuvé, la méthodologie d'ACV peut être mise en place pour le calcul des impacts potentiels du modèle électrique temporel.

Tableau 3.15: Approche méthodologique des différents écarts types

Modèle	Écart type calculé pour chaque technologie électrique
Approche conventionnelle d'ACV	$\sigma_{\text{technologie électrique}} = \sqrt{(1/n) \sum_i^n (X_i - M)^2}$ <p>n étant le nombre d'échantillons : nombre de jours étudiés multipliés par 24 heures (ici 365 jours * 24 heures)</p> <p>X_i la part électrique historique associée à la source à l'instant i (exemple jour 1 heure 2)</p> <p>M moyenne annuelle de la technologie électrique</p>
Approche du modèle temporel	$\sigma_{\text{technologie électrique}}(h) = \sqrt{(1/n) \sum_i^n [X(h)_i - M(h)]^2}$ <p>L'écart type calculé est propre chaque heure</p> <p>n étant le nombre d'échantillons : nombre de jours étudiés (ici 30 ou 31 jours en fonction du mois)</p> <p>$X(h)_i$ la part électrique historique associée à la technologie au jour i pour h fixé (exemple jour 1 pour h=2 heure)</p> <p>M(h) moyenne associée à l'heure h de la journée type pour le mois ou la saison(pour l'exemple à h= 2)</p>

3.2.6.3 Analyse des facteurs d'émissions associés aux différents modèles

Par la suite, l'impact GES relatif aux écarts types de chaque source est calculé afin de déterminer le poids final de cet écart sur l'empreinte carbone temporelle du modèle choisi.

Ainsi chaque source d'électricité est évaluée par rapport à son coefficient d'émissions appliqué à l'écart type par rapport à la moyenne horaire représentative du mois ou la saison. L'approche permet de calculer l'erreur d'appréciation de l'empreinte carbone au travers des différentes échelles. Ainsi, chaque heure de chaque journée du mois ou de la saison est analysée par rapport à la journée type mensuelle.

Une fois la nécessité d'utiliser un modèle temporel de production d'électricité pour analyser des processus variables, validés, l'étude de cas du GSTC va permettre une première illustration des avantages de la mise en œuvre d'un tel modèle.

3.2.6.4 Étude de cas : analyse des bénéfices de l'évaluation des impacts temporels de la production électrique dans le contexte du GSTC

Plusieurs applications sont développées autour de la dynamique d'utilisation des centres de données et des variations des parts de chaque technologie de production d'électricité afin d'illustrer et d'évaluer les gains de l'approche temporelle par rapport à une approche conventionnelle dans le contexte de l'étude de cas.

3.2.6.4.1 Scénario de la maintenance : étude d'une action ponctuelle

L'un des objectifs du GSTC est de minimiser les émissions quotidiennes en GES des centres de données déployés au Canada. Le scénario présenté dans cette partie s'intéresse de façon distincte à chaque centre de données mis en place pour le service de « *Cloud Computing* ».

En effet, chaque centre de traitement de données doit effectuer pour son bon fonctionnement une série d'interventions journalières dites ponctuelles. La réduction des impacts quotidiens dus à la consommation d'électricité passe par la gestion de ces actions ponctuelles en fonction de l'horaire et du bouquet électrique alimentant le centre de données. Le but étant d'optimiser le moment de la journée de mise en marche de la tâche ponctuelle afin de réduire l'impact GES de la consommation électrique engendrée par celle-ci.

Le scénario de maintenance s'intéresse donc à l'empreinte carbone induite par une action ponctuelle journalière. L'action ponctuelle inclut toutes actions garantant de la sécurité, de la conformité du service. Cette action est laissée aux choix du gérant du « *Cloud Computing* », quant au moment de la journée où elle est effectuée. L'idée étant que le gérant du service de « *Cloud Computing* » peut choisir le moment de la journée où il augmente la consommation électrique des centres de données pour accomplir la tâche ponctuelle journalière. L'action ponctuelle n'est donc pas précisément définie et peut aussi bien représenter des activités de maintenance de serveurs, comme les mises à jour, la sauvegarde, ou encore l'analyse du système. De ce fait, il a été choisi de garder l'appellation maintenance pour définir une action ponctuelle dans la suite de cette étude.

Ainsi, l'activité de maintenance se traduit par une augmentation pendant deux heures de 1 MW de la puissance totale du centre de données (100 MW). L'action de maintenance est propre à chacun des trois centres de données ciblés par l'étude. La gestion de la maintenance des trois centres est donc explorée selon le contexte ontarien, québécois et albertain.

La méthodologie de calcul des impacts horaires de la maintenance pour chaque mois du modèle temporel est décrite à la figure 3-6.

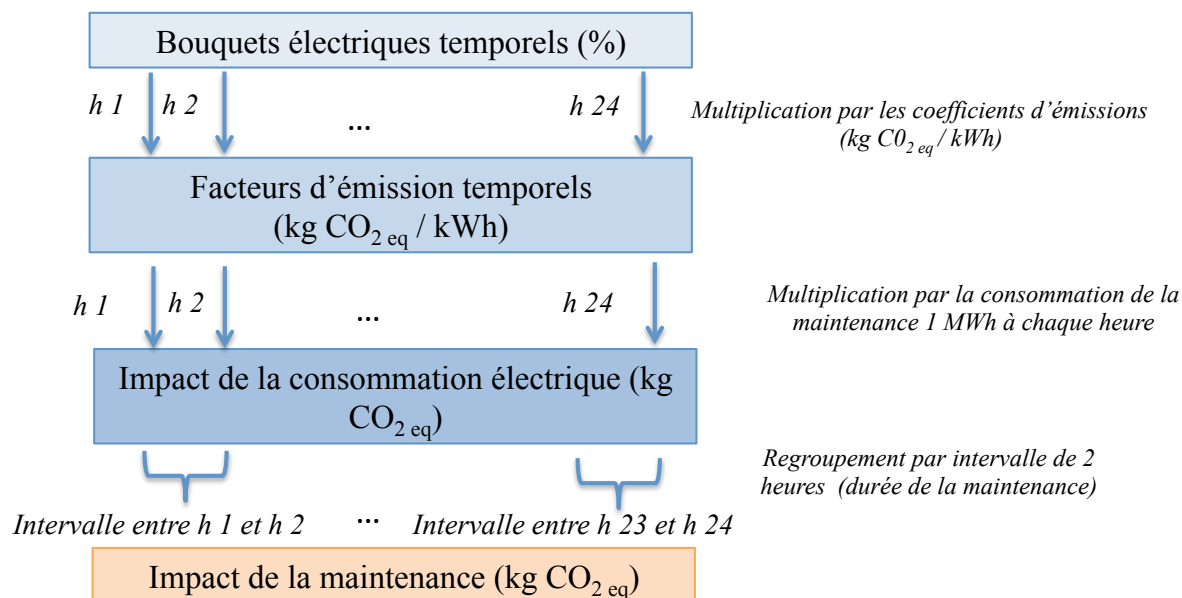


Figure 3-6 Méthodologie de calculs des impacts des GES temporels d'une maintenance

Parallèlement, au travers du scénario de la maintenance on regarde si l'optimisation des émissions en GES suit celle des autres impacts.

3.2.6.4.2 Étude de la dynamique de la charge de travail via le modèle temporel

L'étude de cas du GSTC amène la question de l'optimisation de la charge de travail entre les différents centres de traitements de données répartis stratégiquement au Canada. Deux applications sont étudiées afin d'illustrer l'optimisation de la charge de travail ainsi que les gains environnementaux via une approche temporelle: une conversation internet en temps réel et une utilisation type journalière d'un centre de données.

En prémices de l'ensemble de ces applications d'optimisation de la charge de travail, il est opportun de définir la charge de travail telle qu'elle est utilisée dans la suite de ce travail. La charge de travail d'un centre de données est la capacité utilisée du centre. La charge de travail maximale correspond donc à la capacité maximale du centre de données. La charge de travail est utilisée pour définir une référence lors de l'évaluation d'un système informatique en termes de performances (Gmach et al., 2007).

3.2.6.4.3 *Étude d'une conversation internet*

L'étude d'une conversation internet est une illustration en temps réel de calcul de l'empreinte carbone induite par la consommation électrique soudaine d'un service de TIC. De ce fait, l'étude permet d'identifier quel centre de données va supporter la charge de travail de la conversation internet afin d'avoir le plus faible impact, mais aussi quelle heure est la moins impactante pour lancer une conversation internet.

Dans cette partie, des données plus réelles de consommation électrique d'une conversation internet vidéo via un service multimédia IMS (Internet Protocol Multimedia Subsystem), sont mesurées directement sur le serveur prototype du GSTC. La charge de travail du serveur est intégralement utilisée à la mise en œuvre de la conversation internet. L'échange dure 25 minutes entre deux interlocuteurs situés à Montréal. La quantité de données transférées est extrapolée à partir d'une conversation vidéo Skype (500 kbps (kilo bits par seconde) (Skype).

La quantité de données lorsqu'elle est transférée voyage entre les différents utilisateurs et serveurs, passant ainsi par différents nœuds. Un nœud est le passage d'un équipement du réseau comme les serveurs à un autre par le biais des systèmes de câbles, de fibres optiques, réseaux WIFI... La consommation électrique allouée au transfert de données est la somme de l'ensemble des consommations enregistrées aux différents nœuds. Les travaux menés par Coroama et ses coauteurs servent de référence aux calculs de la consommation électrique. Les auteurs évaluent la consommation d'électricité pour un transfert de données par internet entre la Suisse et le Japon à 0,2 kWh/ Gb (Coroama et al., 2013). Néanmoins, les résultats avancés par Coroama et al sont calculés pour une longue distance (Suisse- Japon), comptabilisant un nombre de 24 nœuds. Or l'étude de cas développée étudie une conversation internet vidéo entre deux utilisateurs situés à Montréal, il convient donc d'adapter les résultats de Coroama et al à la situation géographique de l'étude. Les calculs développés dans le mémoire de Nathan Vandromme sont une version modifiée des résultats de Coroama et al afin de répondre à l'étude d'une vidéoconférence entre deux utilisateurs situés en Ontario (Vandromme, 2014). Ainsi, seuls les nœuds dans la ville de départ et dans la ville d'arrivée influençant de façon significative la consommation électrique et ceux traversant l'Europe ont été considérés dans le calcul, ramenant ainsi la consommation électrique de transfert de données à 0.16 kWh / Gb. La consommation électrique relative au

transfert des données internet s'obtient par la multiplication de la quantité de données sur le temps de la conversation internet par la consommation électrique pour 1 Gb.

La consommation totale induite par une conversation vidéo via internet est la somme de la consommation électrique mesurée sur le serveur lors de l'utilisation à laquelle s'ajoute celle du transfert des données de la conservation.

Les impacts environnementaux liés à l'utilisation (utilisation du serveur et transfert de données) d'une conversation vidéo via internet sont obtenus en multipliant la consommation énergétique totale de la conversation vidéo internet par les facteurs d'émissions temporels de la production d'un kilowattheure.

L'étude de ces données réelles sert de base à l'optimisation environnementale horaire et géographique d'une conversation internet entre les différents serveurs GSTC. De plus, cette approche fournit à l'utilisateur une idée de son impact pour une tâche dissociée tel qu'une simple conversation internet.

3.2.6.4.4 Étude de l'utilisation journalière d'un centre de données

L'étude de l'utilisation journalière d'un centre de données va, comme la conversation internet, permettre d'optimiser géographiquement et temporellement la migration de la charge de travail, du service de « *Cloud Computing* » entre les trois provinces de l'étude de cas. De plus, l'étude de l'utilisation journalière d'un centre de données permet de dresser un bilan sur une année des diverses approches développées tout au long de ce mémoire afin d'illustrer les gains de la désagrégation de l'inventaire de l'électricité sur les impacts environnementaux de systèmes dynamiques.

Tout d'abord, l'allure du profil dynamique du flux journalier d'internet (Mégabit par seconde) d'un centre de données est extraite des travaux de Coomonte et ses coauteurs (Coomonte et al., 2013). La figure 3-7 illustre la courbe de charge typique d'un centre de données telle que développée dans les travaux menés par Coomonte et al. La charge de travail du centre de traitement de données est extrapolée à partir de la variation du flux d'internet et mise sous forme d'un pourcentage d'utilisation du centre de données. Le pourcentage d'utilisation du centre de données va servir de base à la méthodologie d'optimisation de la migration des données sur les centres de traitements de données. Il est supposé qu'un seul centre de données du réseau GSTC

traite la charge de travail journalier, en l'occurrence celui qui a les émissions en GES les plus faibles.

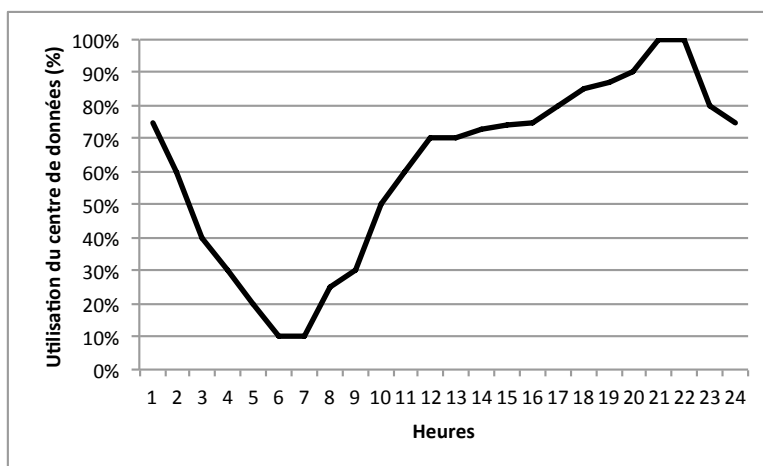


Figure 3-7 Profil horaire de l'utilisation d'un centre de données (Coomonte et al., 2013)

Par la suite, le modèle temporel de l'empreinte carbone est combiné à la dynamique d'utilisation des centres de données (pourcentage d'utilisation relatif à la charge de travail par heure). Les coefficients d'émissions ($\text{g CO}_2 \text{ éq} / \text{kWh}$) horaires du modèle sont calculés en tenant compte de la variabilité dans le temps des bouquets électriques. Parallèlement, le profil dynamique de la consommation journalière d'un centre de données de consommation maximale 1000 kWh (consommation basée sur celle du prototype GSTC) est dressé via la courbe de la répartition de la charge de travail journalier de la figure 3.7. Ensuite le profil journalier de la consommation électrique du centre de données (kWh) est converti en impact en GES ($\text{g CO}_2 \text{ éq}$), par multiplication de celui-ci avec le facteur d'émission temporel ($\text{kgCO}_2 \text{ éq} / \text{kWh}$) associé. Cette étape va permettre de disposer d'un ensemble de profils temporels des impacts GES engendrés par la consommation électrique variable d'un centre de traitement de données dans différentes provinces. Les impacts GES de chaque province sont par la suite confrontés, les profils électriques changeant dans le temps et en fonction des provinces, l'impact induit par la consommation électrique du centre de traitement de données à un instant t n'est pas le même d'une province à l'autre. La migration de la charge de travail, soit des données traitées répondant au service de TIC, peut être optimisée afin d'avoir l'empreinte carbone la plus faible. En d'autres

termes, évaluer où la consommation électrique associée aux données a le plus faible impact en GES (g CO₂ éq).

De plus, l'ensemble des impacts environnementaux engendrés par la consommation variable du centre de données va être comparé aux approches conventionnelles statiques.

3.2.7 Proposition d'approche prospective sur le très court terme du bouquet électrique du Québec

La méthodologie développée précédemment permet de modéliser les bouquets électriques temporels de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec. Par le biais de l'approche historique (approche rétrospective) et en temps réel, on dispose d'une banque de données de production d'importations et d'exportations électrique conséquente. Les données collectées ont été étudiées avec une vision prospective sur le très court terme, afin de proposer une série d'équations permettant de prévoir le bouquet électrique du Québec pour la prochaine heure. Le choix de la province du Québec se justifie par le fait que la province ne possède pas de données de production électriques horaires, il peut donc être intéressant de surmonter la problématique du manque de données via la corrélation de celles-ci. De plus l'essentiel des émissions provient des interconnexions (faible impact environnemental de l'hydroélectricité et de l'énergie éolienne). La connaissance du bouquet électrique futur permet ensuite d'anticiper les émissions futures et de décider si une action sur le serveur ou la consommation d'un service TIC sera faite à la prochaine heure.

3.2.7.1 Choix des paramètres de corrélation

Un des premiers paramètres de corrélation ciblé par cette étude est le facteur du prix de l'électricité. En effet, le prix de l'électricité a été identifié dans la revue de littérature comme un facteur déterminant les quantités électriques échangées et produites.

Il en est de même avec les données météo qui jouent un rôle important dans la variation de la consommation d'électricité. Pour des raisons d'accessibilité aux données, il est choisi de cibler la température facilement disponible en ligne comme paramètre de corrélation. La connaissance de la température sur un intervalle de temps donné peut permettre de prévoir un certain comportement des flux électriques.

À la vue des données électriques recueillies tout au long de cette étude, la demande électrique peut être testée comme autre paramètre de corrélation. La demande électrique n'est pas fournie par toutes les provinces. La variation de la demande en fonction des heures de la journée peut permettre de corréler plus en détail les importations et exportations en fonction des besoins électriques.

3.2.7.2 Collecte de données

La plupart des paramètres sélectionnés pour prédire les flux électriques aux interconnexions sont extraits des mêmes sites gouvernementaux que les entrants électriques historiques. Les données sont collectées sur plusieurs années, afin de s'affranchir des comportements spécifiques à une année et ainsi offrir un modèle plus indépendant des variations entre les différentes années passées. Le tableau 3.16 fournit les années couvertes par les corrélations des différentes interfaces du Québec.

Tableau 3.16: Liste des années couvertes par les corrélations des différentes interconnexions avec le Québec

Province / État	années
Nouveau-Brunswick	2011 à 2013
New York	2011 à 2013
Nouvelle-Angleterre	2011 à début 2014
Ontario	2013

Les données de températures sont obtenues séparément via des données météo, du gouvernement canadien et des opérateurs des services électriques des États-Unis. Les données de températures sont elles aussi collectées pour chaque heure sur plusieurs années. Le détail géographique des températures extraites est donné dans le tableau 3.17. La température de la Nouvelle-Angleterre est une donnée pondérée de huit stations météorologiques de la Nouvelle-Angleterre, calculée à l'aide des facteurs de pondération proposés sur le site ISO-NE. Le site ISO-NE donne accès à des données de températures plus détaillées sur l'ensemble de l'état, ce qui n'est pas le cas pour les autres provinces et États où les données de températures sont seulement

en fonction d'une seule station météo. Les plusieurs stations météorologiques considérées pour la Nouvelle-Angleterre sont détaillées au tableau 3.17.

Tableau 3.17: Liste des stations météo par province et État

Province / État	Stations météo	Source
Québec	Aéroport international Pierre Trudeau	http://www.climate.meteo.gc.ca/
Nouveau-Brunswick	Moncton	
Ontario	Aéroport international Toronto	
Nouvelle-Angleterre	<ul style="list-style-type: none"> • Boston • Bridgeport • Concord • Portland • Providence • Windsor Locks • Worcester 	http://www.iso-ne.com/
New York	White Plains	NY-ISO

Chaque mois possède donc un détail journalier et horaire des variations de température, du prix de l'électricité et de la demande électrique si disponible.

3.2.7.3 Le traitement des données par corrélation

Une fois l'ensemble des données de températures provinciales, de prix d'électricité et de la demande électrique répertorié, une série d'équations aux paramètres multiples va être mise en place. Les équations sont développées à l'aide du logiciel « StatPlus » de multi-corrélations tournant sur Excel. L'approche des flux électriques par multi-corrélations se retrouve dans plusieurs travaux, comme ceux proposés par Zaïd Mohamed et Pat Bodger (Mohamed & Bodger, 2005). L'idée de cette étape est d'avoir des équations en fonction de plusieurs paramètres régissant les importations et exportations du Québec à l'heure (h+1) en fonction des paramètres de corrélation à l'heure (h) (Éq 3-6). Chaque État ou province échangeant avec le Québec est traité séparément. La connaissance des importations et exportations anticipées permet alors de calculer le futur bouquet électrique québécois.

$$\text{Importation région } i (h + 1) = A * \text{Demande } (h) + B * \text{Température } (h) + C * \text{Prix } (h) +$$

$$\text{Exportation région } i (h + 1) = A' * \text{Demande } (h) + B' * \text{Température } (h) + C' * \text{Prix } (h)$$

*Avec : A, B, C et D des constantes de corrélations, A', B', C' et D' des constantes et i région ciblée
par la corrélation*

Demande en MW

Température en degré Celsius

Prix en \$ US

h heure

La fiabilité des équations est estimée via le coefficient de corrélation, r^2 le plus proche de 1. L'hypothèse majeure de cette étape est qu'il n'existe aucune interdépendance des variables de prix, de températures et de demande. Les équations recherchées sont donc linéaires d'ordre 1.

Par la suite, plusieurs résolutions sont testées afin de trouver le meilleur modèle d'équations. Les premiers essais sur les données brutes par jour et par heure ne sont pas concluants à cause des variations importantes de l'ensemble des données. Les données vont donc être traitées sur la base d'une journée type pour chaque mois afin de s'affranchir du bruit causé par les valeurs extrêmes des paramètres à corrélérer. Cette approche a été validée par le professeur Partovi Nia Vahid expert en statistique à l'École Polytechnique de Montréal.

De plus, les États comme la Nouvelle-Angleterre et New York exportent des quantités très aléatoires et éparées d'électricité vers la province du Québec il est impossible de modéliser les importations au Québec d'électricité provenant des États-Unis. Ainsi, seules les importations en provenance d'Ontario sont modélisées.

3.2.7.4 La mise en place des profils électriques prédictifs

Pour finir, les échanges du Québec sont donc modélisés suivant cinq systèmes (S1, S2, S3, S4 et S5) chacun renfermant douze équations mensuelles (figure 3-8). Les données relatives au Nouveau-Brunswick étant sous forme de « *NetImport* » (valeur agrégée des importations et exportations), il est par conséquent représenté par un seul système d'équations tout comme la Nouvelle-Angleterre et l'État de New York.

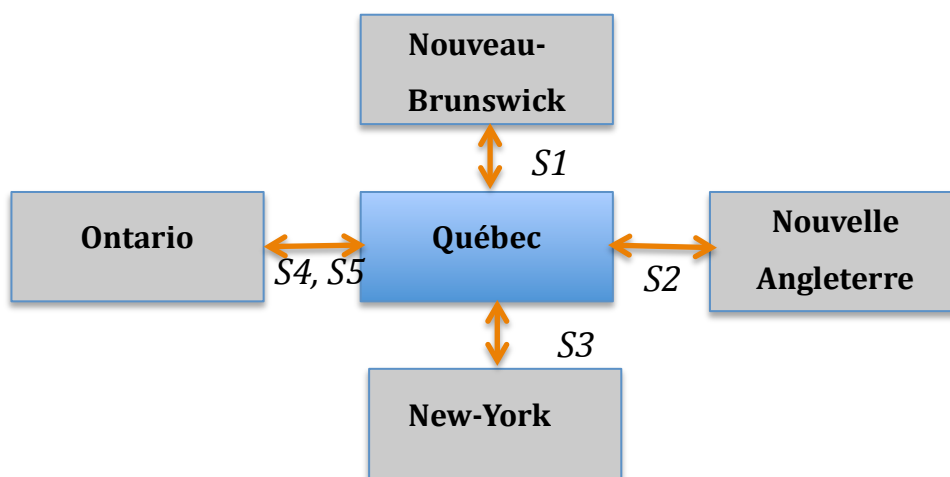


Figure 3-8 Schéma de la modélisation prédictive du Québec

CHAPITRE 4 RÉSULTATS

4.1 Article 1 : Modelling of electricity mix in temporal differentiated Life-Cycle-Assessment to minimize carbon footprint of a cloud computing service

Cette section est réservée à la présentation de l'article soumis dans le Proceeding de la conférence ICT-4S. Cet article est intitulé : « *Modelling of electricity bouquet in temporal differentiated Life-Cycle-Assessment to minimize carbon footprint of a cloud computing service* ».

Cet article définit les problématiques de la dépendance électrique des TIC ainsi que les défis à relever pour réduire de façon judicieuse l'empreinte carbone. Il présente ensuite la problématique dynamique de l'électricité couplée à la variation temporelle d'un tel service. Cette dernière problématique va nécessiter une modélisation précise et rigoureuse de l'empreinte carbone dans le but d'obtenir de réelles réductions de celle-ci. Pour finir l'article dresse un état de l'art de la méthode d'analyse du cycle de vie et des modèles mis en place pour améliorer, la modélisation de telles variations tout en permettant d'avoir une empreinte carbone complète sur tout le cycle de vie. Au travers de ces problématiques, une méthodologie temporelle de modélisation des flux électriques est développée et incorporée à l'analyse du cycle de vie. Cette nouvelle approche des bouquets électriques en ACV est vue via une étude de cas concrète de réseau TIC dynamique au Canada.

4.1.1 Introduction

L'étude de cas développée tout au long de cet article s'apparente à la problématique posée par le GSTC. La méthodologie présentée dans l'article met l'accent sur un seul centre de données en Ontario. Les bouquets électriques ne tiennent compte que des technologies locales de production d'électricité excluant exportations et importations. L'article illustre l'aspect temporel de l'empreinte carbone en fonction de l'heure et des mois. L'objectif de cette étude de cas est de minimiser les émissions de GES quotidiennes d'un centre de données en Ontario par la gestion des charges de travail ponctuel de type maintenance en fonction du bouquet électrique horaire qui alimente le centre de données. L'activité de maintenance se traduit par une augmentation de 1

MW à la puissance du centre de données pendant deux heures (capacité totale de 100 MW). Trois modèles de production d'électricité sont comparés :

- L'ACV conventionnelle
- Le modèle temporel communément appelé le modèle d'inventaire dynamique dans le reste du mémoire (modèle de type M1 (Itten et al., 2012))
- Le modèle historique (rétrospectif)

De plus, le comportement au cours du temps des différentes sources de production d'électricité est analysé ce qui permet une réflexion autour de la notion de technologie d'électricité marginale.

4.1.2 Abstract

The information and communications technologies (ICT) sector is seeking to reduce the electricity consumption of data processing centres. Among the initiatives to improve energy efficiency is the shift to cloud computing technology. Thanks to very favourable geographical conditions, the Canadian energy bouquet is highly suited to the implementation of data centres, especially in light of the significant potential of renewable energy, which can help to curb greenhouse gas emissions. In the green sustainable Telco cloud (GSTC) project, an efficient cloud computing network would be set up to optimize renewable energy use based on several data centres. This study aimed to develop a temporally differentiated life cycle assessment (LCA) model, adapted to short-term predictions, to provide a regionalized inventory to model electricity generation. Purpose of this model is (i) to calculate more accurately the carbon emissions of ICT systems and (ii) to minimize the daily carbon emissions of the GSTC servers. This paper focuses mainly on the electricity generation modelling during the use phase in the context of the life cycle assessment methodology. Considering the time scale of the model, the difference between the annual fixed average and a shorter period may be highly relevant, in particular when assessing the green house gases (GHG) emissions of a process such as an ICT system, which mainly operates during peak load hours. The time dependent grid bouquet modelling makes it possible to manage the server load migrations between data centres on an hourly basis.

4.1.3 Introduction

4.1.3.1 Information and Communications Technologies : General Context

In recent years, information and communications technologies (ICT) have grown exponentially. Internet use has exploded in the past decade with the appearance of several social networking services such as Facebook and Twitter and the democratization of video hosting services such as YouTube. Similarly, the more widespread use of mobile devices such as smartphones further increases the use of Internet and causes data flows (Heddeghem et al., 2014). The first global system for mobile (GSM) appeared in 1991 in Finland to reach over 5 billions subscribers in 2010 (gsma). Quickly evolving networks, devices and computer technologies started to constitute real challenges for the ICT sector from an economical and a technical standpoints (gsma). In fact, every 18 months, the processing power of a central processing unit (CPU) and the capacity of mass storage devices approximately doubles (Fettweis & Zimmermann, 2008), increasing their electricity consumption.

Several theories have been set out to predict ICT growth, including Moores' laws, which attempts to guide and plan long-term development, following computer power (processing speed, capacity) (Schaller, 1997).

A large number of studies have noted this increase in consumption (Jonathan G Koomey, 2008; Zuker et al., 1984). In 2007, Ericsson's white paper revealed that mobile telecommunications were responsible for about 0.12% of global primary energy use (Ericsson, August 2007). In 2008, in the USA, the electricity consumption of data centres accounted for 2% of total electricity use (Jonathan G. Koomey, 2011). Each year, electrical power plants provide roughly 180 billion kWh to server farms, making the ICT sector responsible for over 1% of the world's total electricity consumption [2].

Of all the ICT resources, data centre power consumption is the most significant and it is growing fast [8]. Data centres house several thousand servers with very different power consumptions depending on their use (from a few kilowatts (kW) to hundreds of megawatts (MW)). A significant amount of energy is consumed during their use phase, especially to cool the equipment and power the servers (ABB, 2011-11-28). In 2008, the average worldwide power consumption for data centres was 29 GW (Pickavet et al., 2008). Data centre energy consumption

significantly contributes to the environmental impacts of ICT, which represented 2% of greenhouse gas (GHG) emissions in 2006 (Gartner, 2005; Mingay, 2007). Despite the massive carbon emissions generated by the development of the ICT sector, in 2006-2007, technology advancement and the increased environmental and social accountability of telecoms slowed the growth (Jonathan G. Koomey, 2011). Between 2005 and 2010, the ICT sector only grew by 56% (instead of doubling) due to the economic crisis, improved efficiency and technological advances.

4.1.3.2 ICT challenges and progress

Several challenges must be met in order to reduce the environmental impacts of the ICT sector. The leading issues will be to reduce the energy consumption of data centres and decrease the carbon intensity of the power sources supplying them (Berl et al., 2010). Early in 2006, the data centre industry began to focus on solutions and to improve its energy consumption while maintaining an healthy growth (Jonathan G. Koomey, 2011; L. Liu et al., 2009).

Among the possible solutions, virtualization appears promising. Indeed, data centres tend to be gargantuan enterprises, and virtualization makes it possible to concentrate the loads of multiple virtual machines on a single physical machine. Virtualization therefore enables data centre managers to put unused servers in low consumption mode and save energy. Moreover, virtualization improves the energy efficiency of the server by redirecting the load and optimising the workload. The US-EPA determined that virtualization is effective to reduce the electricity consumption of a server by lowering its contribution from 43% without virtualization to 27% with virtualization (ABB, 2011-11-28; Agency, August 2007).

Cloud computing can drastically reduce the electricity consumption of infrastructure use compared to private or in-house data centres (Thomond, February 2013). Internet and telephone service providers have adopted the widespread use of cloud computing (Ericsson, February 2014), which relies on virtualization to decentralize an organization's computer resources. In addition, cloud-computing services improve real-time orchestration and response time and provide shared services (Ericsson, February 2014; Kim et al., 2009). Virtualization and cloud computing technologies can increase storage capacity and support the implementation of powerful hardware, software and real-time communications networks (Baliga et al., 2011b). More and more companies are upgrading their systems to cloud computing in an effort to offer faster download times and more applications (Wang et al., 2013). This decentralization moves

easier ICT infrastructures towards strategic low-demand and sustainable electricity sources. In fact, big data centres may be built in regions with strong energy assets such hydro, wind or solar power (Google USA, 2013). Server farms can move to countries with more attractive sustainable resources and/or particular climate condition allowing free cooling, such as Sweden or Finland (Google USA, 2013). The free cooling and effective locations have boosted energy efficiency.

All of these measures are part of the drive to design a smart ICT network and pursue the efforts to decrease energy consumption. Smart grid ICT networks aim to manage more efficiently the electric network and integrate renewable energies. While increased energy efficiency has been beneficial, the issue of energy sources has not been resolved at the global level. In fact, at world scale, the primary energy source remains fossil fuels, which emits large amounts of GHG (Longwell et al., 1995; Mills, 2013). Telecom industries promoted the use of local existing renewable energy resources instead of fossil fuels to achieve carbon emissions reductions of ICT systems (Ghamkhari & Mohsenian-Rad, 2012). Nevertheless, the global electric grid bouquet must be considered to achieve carbon emissions reductions. Indeed, except if the renewable sources are built specifically to supply new ICT systems, the use of existing renewable energy source is not enough to mitigate the climate change. Indeed, (i) reducing energy consumption, (ii) increasing the contribution of renewable energy to the global electricity grid bouquet and (iii) increasing carbon sequestration can only achieve reduction of GHG emissions. To summarize, three parameters may influence the impact of energy reductions and GHG emissions of a data centre (Bouley, 2012b):

- Location (related to its electric grid bouquet and climate conditions)
- IT workload
- Electricity management

4.1.3.3 Impact assessment

Life cycle assessment (LCA) was invented around 1970 and is now a broad and evolving tool to more effectively move towards sustainable development (Klöpffer, 1997). LCA evaluates the potential environmental impacts of a product or service throughout its entire life cycle. In certain cases, the implementation of a new technology leads to environmental displacements. For instance, electric cars were designed to reduce GHG emissions in the transport sector and

decrease oil dependency. However, while electric engines do not emit GHG during their use phase, the electricity used to recharge the electric batteries may be generated from fossil fuel. Therefore, the GHG emissions of an electric car may be not null when the entire life cycle is considered. Life cycle assessment (LCA) is a method able to track environmental impact displacements since it accounts for all the life cycle. Thus, to evaluate cloud computing and virtualization, the life cycle assessment (LCA) methodology seems appropriate since it accounts for all the life cycle stages. LCA makes it possible to evaluate the impacts and determine hot spots in the life cycle of a product or service. The identification of hot spots can guide research on the life cycle stage (materials, processes, etc.), fostering improvement efforts. ICT studies generally include carbon footprint and energy indicators to estimate the environmental impacts (Weber et al., 2010). However, other environmental impacts could also be considered: ozone layer depletion, eutrophication, particulate matter emission, etc ... Moreover, carbon footprint factor used in study reflect usually only the use phase impact without considering production, or the end of life, despite these life cycle phase can contribute significantly to overall emissions, hence the importance of the life cycle approach. Also these studies are usually based on fixed coefficients not reflecting the reality of the system variability. Indeed, an assessment of smart grid ICT network impacts requires accurate electricity generation monitoring for each electricity source, including time variations. Temporally differentiated LCA is an innovative approach not included in conventional methods to compute ICT carbon footprint.

4.1.3.4 Electricity in LCA

Electricity is an important contributor to ICT impacts [3,8], and its evaluation remains complex and challenging to model in LCA because electricity generation and telecommunication services may vary significantly over time. The conventional LCA approach does not allow for an accurate electricity generation modelling (Curran et al., 2005). The ecoinvent database, one of the most databases used in LCA, models electric grid mix for European countries based on annual data. However, temporal aggregation such as annual averages may lead to high uncertainties when used to model electricity at a given time, especially due to the high degree of variation in electricity generation at each hour of the day (Blum et al., 2010). Consequently, carbon footprint varies over time and space depending on the power generation assets that supply the demand. These variations may significantly affect the carbon footprint of one kWh (Soimakallio et al.,

2011). An average approach for electricity generation modelling is correct in LCA when the power demand of the studied process is constant over time. However, many processes like ICT services, consume electricity irregularly. For instance, the Internet use is variable over a day, or maintenance activities like upgrades that are may be done once a day. In addition, often in LCA, the data used to model electricity generation do not correspond to the region in which the electricity is actually consumed. Indeed, ecoinvent is known for the quality of its data, but the database assumes that all processes occur in Europe. Thus, electricity generation in ecoinvent only reflects the European reality. For this reason, many authors are turning towards national data of annual electricity production bouquets based on the context of their studies (Itten et al., 2012; Weber et al., 2010). Institutions such as the World Resources Institute (WRI) and the United States Environmental Protection Agency have set up national and sub-national electricity mix to calculate the impacts of electricity generation. However, modelling of a time dependent electricity generation is still absent in the guidelines of environmental impacts assessment.

Therefore there is a need to disaggregate the temporal dimension of electricity modelling in LCA in order to adequately evaluate ICT systems. This disaggregation implies the use of accurate data to model an hourly electricity generation. Moreover, these data must reflect the reality of the region in which the electricity is generated.

In this paper, a regional temporally differentiated electricity model is proposed for LCA to model temporal fluctuation of the environmental impacts. This paper focuses mainly on the electricity generation modelling during the use phase of ICT systems in the context of the LCA methodology.

The model provides a regionalized inventory of electricity generation to (i) calculate carbon emissions and other environmental impacts more accurately than with conventional LCA approach and (ii) minimize the daily emissions of the servers of the green sustainable Telco cloud (GSTC) by optimizing the management of the daily workload of the servers. One of the purposes of the GSTC project is to set up an efficient data centre network to optimize renewable energy use by using different server nodes located at different places and relying on different sources of electricity. Workload migrations between server nodes are managed to minimize the GSTC carbon footprint.

4.1.4 Methods

4.1.4.1 Life Cycle Assessment

A life cycle may be divided into four steps: extraction of raw materials, component manufacturing, use phase and end-of-life (figure 4-1)

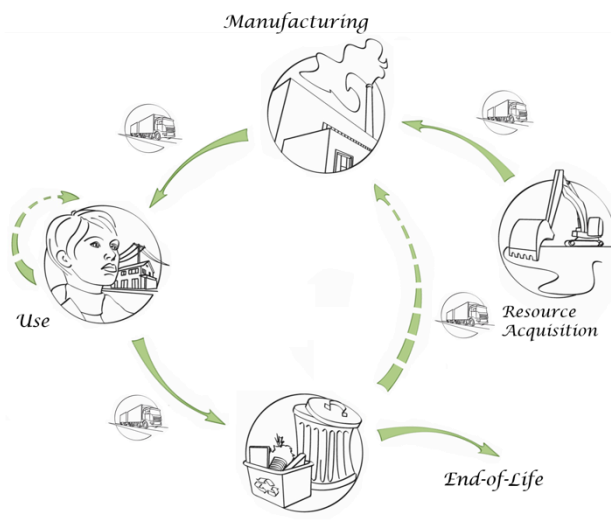


Figure 4-1 Life Cycle phases (www.ciraig.org © 2008, reproduced with permission of the CIRAIG)

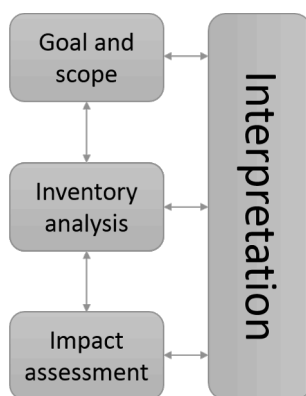


Figure 4-2 LCA phases (www.ciraig.org © 2008, reproduced with permission of the CIRAIG)

The first step is the acquisition of the raw materials required for the production. The second step involves all the manufacturing processes, including assembly and packaging.

The third step is the use phase in which the product is consumed and may require additional flows such as electricity, or actions like maintenance, washing, etc. The end-of-life is the step in which the product is land filled, incinerated, recycled or reused. There is also transport in or between each phase.

Since 2006, LCA has been guided by a series of standards set out by the International Organization for Standardization (ISO). The principles and framework of LCA are described in ISO standards 14040 and 14044, which detail the four phases of an LCA: definition of the goal and scope of the study, life cycle inventory analysis (LCI), life cycle impact assessment (LCIA) and life cycle interpretation (figure 4-2).

The first phase aims to define the goal of the study and the conditions under which it is conducted. Several parameters must be defined in this phase: the function of the product or service, the functional unit to compare different products and the limitations generated by the system boundaries and assumptions.

In the second phase, the substances extracted from the environment or emitted to the environment by every process in each step in the life cycle are listed.

The different material and energy flows are determined in order to fit with the functional unit. The result is a list of thousands of substances quantities. The inventory stage may yield a succinct preliminary interpretation. This stage is important to describe correctly all LCA processes and validate the accuracy of the system. An aggregation of data is usually necessary to facilitate data collection. The complexity of data collection is a critical point of a large number of LCA studies.

In the third phase, the potential environmental impacts are calculated based on the results of the inventory phase. The impacts depend on the harmful substances and types of resources involved and their quantities. There are several methods based on different assumptions to model the cause-effect chain. Resource requirements and emissions during the life cycle are gathered into several environmental impacts categories. Characterization factors are applied to inventory data. Impact assessment makes it possible to aggregate thousands of substances from the LCI into a small number of environmental impacts. Two levels of aggregation may be used: the midpoint level involves a few dozen impact categories, and the endpoint level stops later in the cause-effect chain and includes only four, more intuitive, impact categories: human health, ecosystem, climate change and resources.

Finally, in the fourth phase, the results are discussed based on the assumptions, boundaries and limitations of the study. During this stage, sensitivity and uncertainty analyses are carried out (Jolliet et al., 2010). Uncertainties are to be checked carefully in order to validate future predictions in LCA.

4.1.4.2 Case study

The methodology was developed through a GSTC case study that focused on only one data centre in Ontario. The objective of this case study is to minimize the daily GHG emissions of a data centre by managing punctual workloads depending on the hourly electric grid mix supplying the data centre. The punctual workload is not precisely defined but it could be related to server maintenance activities like upgrades, backup, system scan, etc... It is assumed this maintenance activity would result in an increase during two hours of 1 MW in the power demand of the data centre (total capacity being 100 MW). Three models of electricity generation are compared:

- Conventional LCA
- Temporally differentiated LCA model
- Historical model

Each model is used in an equation to evaluate the carbon footprint related to electricity consumption (Equation 4-1). The electricity source represents the part of each technology used to supply the power demand. The second term is the power consumption based on the data centre workload. Finally, the emission factor allows to compute the life cycle carbon footprint of each source of electricity throughout its the entire life cycle, from production to end of life. These three models differ in their temporal description of the electricity generation by source, which affects the source percentage, and the data centre electricity consumption, which vary over time. All three models use ecoinvent data but adapted to the Ontario context (Table 4-1). The conventional LCA model uses a grid mix based on the annual average of Ontario electricity generation. The annual average is computed from historic data of electricity generation in Ontario (Equation 4-2).

The temporally differentiated LCA model compiles electricity generation data hour by hour. Two sub-models are proposed: the annual one and the monthly one. The difference between the two models differs in the aggregation of data. The annual model is obtained by aggregating hourly data at the annual scale. This results in a grid mix representing an average day at the annual level. In the monthly model, the aggregation is made at the month level resulting in a daily grid mix for each month (Equation 4-3).

Tableau 4.1: Ecoinvent library electricity process

Energy source	Ecoinvent process
Coal	Electricity, hard coal, at power plant/NPCC U (Ontario)
	Electricity, hard coal, at power plant/WECC U (Alberta)
Hydro	Electricity, hydropower, at reservoir power plant, non alpine regions/RER U
Natural gas	Electricity, natural gas, at power plant/NPCC U (Ontario)
	Electricity, natural gas, at power plant/WECC U (Alberta)
Nuclear	Electricity, nuclear, at power plant boiling water reactor/US U
Oil	Electricity, oil, at power plant/UCTE U
Wind	Electricity, at wind power plant 800kW/RER U

Carbon footprint (kg CO₂ eq)

$$= \sum_i \text{Electricity source } i (\%) * \text{Electricity consumption (kWh)} \\ * \text{emission factor } i (\text{kg CO}_2 \text{ eq/kWh})$$

Équation 4-1 Carbon footprint

The historical model reflects the electricity generation hour-by-hour, day-by-day over the defined period (Équation 4-4). A specific hourly grid bouquet represents each day independently.

All data have been collected from Ontario public utilities (Independent Electricity System Operator). Data are available at every hour for every Ontario power station. The raw data for each power station have been aggregated by technology (nuclear, natural gas, etc.). All the

electricity sources representative of the Ontario electricity grid mix were computed (nuclear, coal, natural gas, hydro, wind and oil) for every hour between January 2012 and December 2012.

SimaPro LCA software was used with the method IMPACT 2002+ to calculate the emission factors of one kWh of each technology. This approach can account for 17 impact categories but this paper focuses on climate change damage assessment only (kg CO_{2eq}). The results are emission factors per amount of electricity consumed (kg CO_{2eq}/ kWh) at different time scales depending on the model:

- Annual average in the conventional LCA model
- Hourly average by month in the temporally differentiated LCA model
- No average for the historic model

Series of calculations of standard derivation have been used to validate temporally differentiated model and observed trends.

<p>Electricity source i (t) = Yearly average data</p> <p><i>Electricity source:</i></p> <p><i>Nuclear</i> = x %</p> <p><i>Coal</i> = y %</p> <p><i>Natural gas</i> = z %</p> <p><i>Etc...</i></p> <p>Electricity consumption = average consumption</p>
--

Équation 4-2 Conventional model

Electricity source i = Hourly data per day

Electricity source:

Nuclear = x (month, hour) %

Coal = y (month, hour) %

Natural gas = z (month, hour) %

Etc...

Electricity consumption = function (day, hour)

Équation 4-3 Temporal differentiated model

Electricity source i (t) = Hourly data per month

Electricity source:

Nuclear = x (day, hour) %

Coal = y (day, hour) %

Natural gas = z (day, hour)

Etc...

Electricity consumption = function (day, hour)

Équation 4-4 Historical model

4.1.5 Results and discussion

Table 4.2 illustrates the life cycle GHG emissions of each technology for 1 kWh of electricity. Table 4.2 shows the significant differences in the emission of the source of energy. Electricity from fossil fuels has high emission factors. It is important to note that the emission

factors of renewable energy such as hydro and wind are not null since the entire life cycle is taken into consideration and emissions are generated during manufacturing and transport.

The variations in electrical supply sources cause the GHG emission factor to fluctuate dramatically. It goes from 55 to 283 g CO_{2eq} per kWh for the historical profile compared to the annual average 300 g CO_{2 eq} per kWh (Fig.4-3).

Figure 4-4 depicts the average daily variation hour by hour of the carbon emission factor per kWh in Ontario. According to this temporally differentiated LCA model at the annual scale, to reduce the carbon emissions of the data centre, maintenance should be carried out around 3 a.m. (emission factor close to 100 g CO_{2 eq} / kWh at this time). Also, maintenance should be avoided at peak times (e.g. 7 p.m.) when the emission factor is high (around 180 g CO_{2 eq}/kWh).

Tableau 4.2: LCA Emission factor

Energy source	Emission factor (kg CO _{2 eq} /kWh)
Coal	1.150
Natural gas	0.693
Nuclear	0.014
Hydroelectricity	0.013
Wind	0.012
Oil	0.894

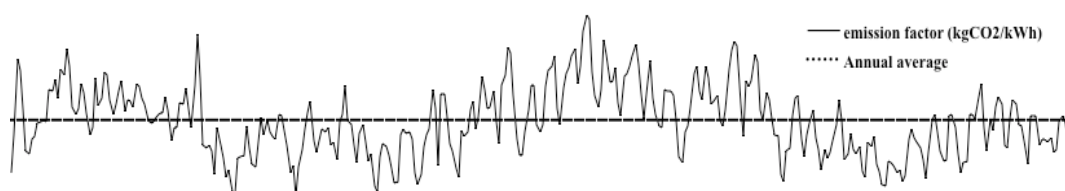


Figure 4-3 Ontario emission factor year variation compared to annual average

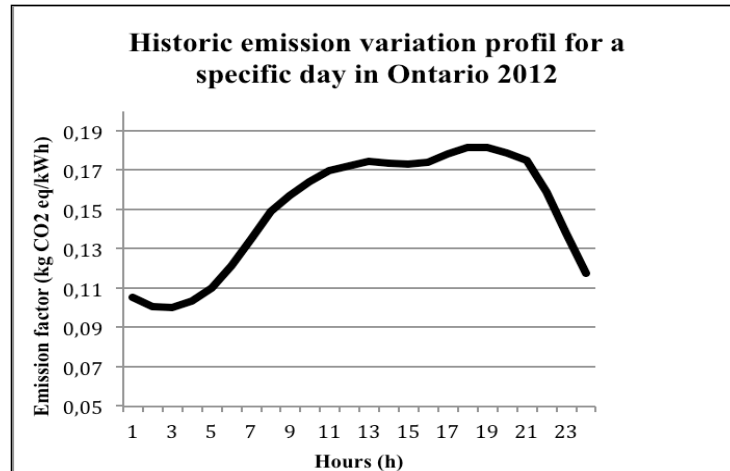


Figure 4-4 Ontario temporal differentiated LCA model 2012

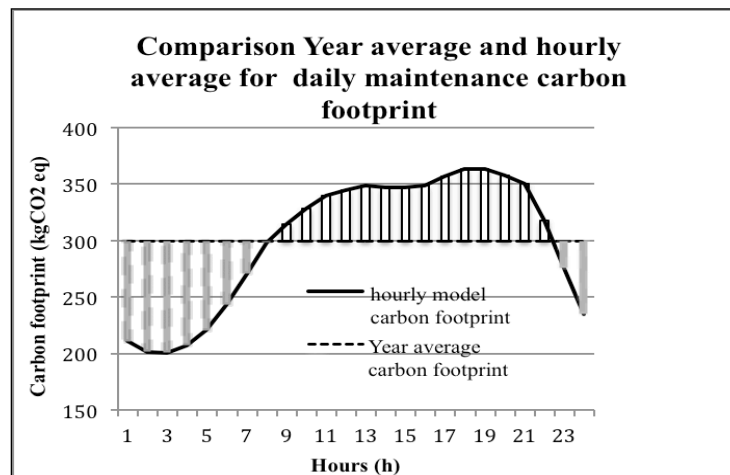


Figure 4-5 Comparison profile conventional LCA vs. temporal differentiated

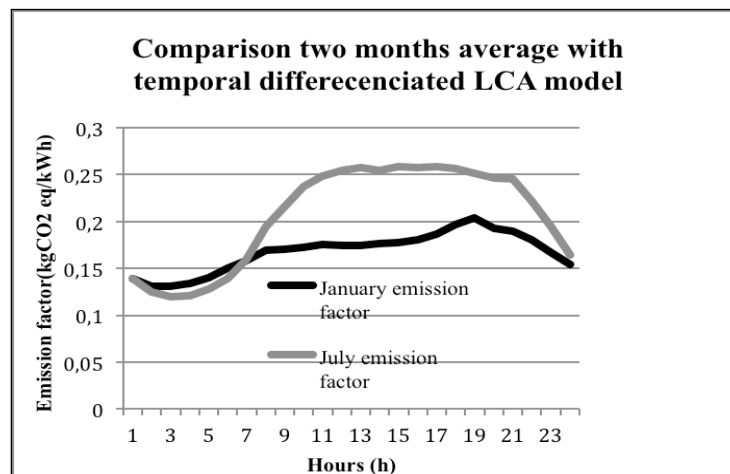


Figure 4-6 Emission factor for two months in Ontario

Between 10 p.m. and 7 a.m., the carbon footprint of the maintenance is overestimated by 100 kg CO₂ eq when using the conventional LCA model compared to the dynamic LCA model. Furthermore, between 8 a.m. and 9 p.m., the conventional LCA model underestimates the environmental impact of maintenance of about 50 kg CO₂ eq (figure 4-5). This illustrates the importance of using a temporal differentiated LCA model to manage efficiently some occasional tasks of the data centre.

Figure 4-6 presents the daily average GHG emissions (hour by hour, based on historic data) for both months January and July. It shows, as expected, that months have to be considered separately to improve the accuracy of the temporally differentiated LCA model.

Figure 4-7 shows Ontario emission factor obtained from the monthly temporally differentiated LCA model.

The gap between minimum and maximum due to hourly variation in electricity supply can be observed for each month on the figure 4-7. For each month, the hours with the highest and the lowest impact have been identified to manage workload and punctual action such as maintenance. More trends can be observed with summer and winter months, which are more CO₂, impacting per kWh.

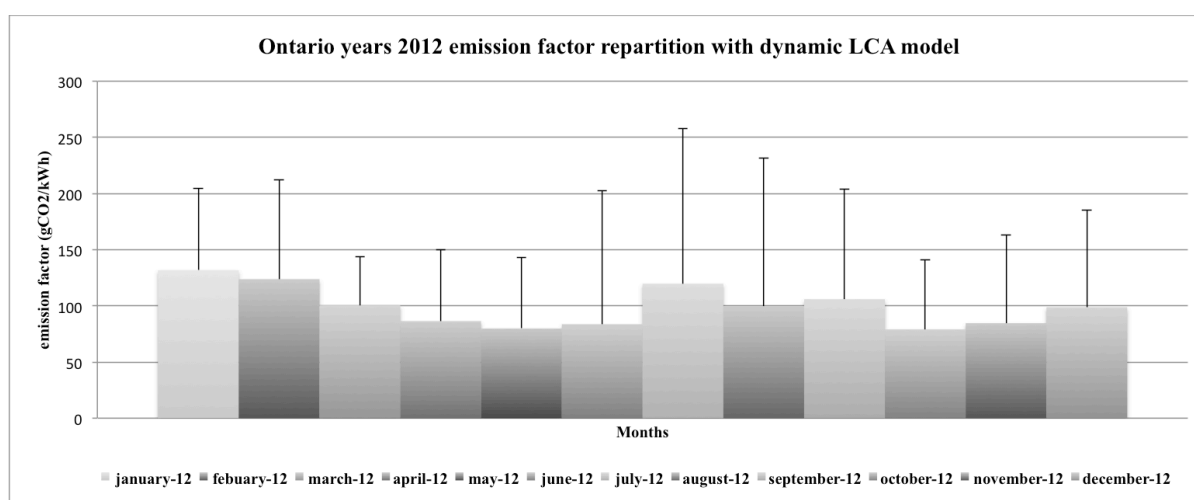


Figure 4-7 Ontario emission factor from dynamic LCA model

Table 4.3 illustrates the variation of the emission factors for the three LCA models over a year. These variations validate the temporally differentiated model, which is closer to the

historical reality than the conventional LCA model. It only has a difference of 24 g CO₂ eq/kWh for the lower bound and 25 g CO₂ eq/kWh for the upper bound.

Tableau 4.3: Comparison of emission factors of the three models

Conventional LCA emission factor (g CO ₂ /kWh)	Temporal differentiated historical emission factor (g CO ₂ /kWh)	Temporal differentiated model emission factor (g CO ₂ /kWh)
150	Min = 55 Max = 283	Min = 79 Max = 258

The monthly temporally differentiated model allows to reduce significantly the uncertainty related to electricity generation when compared to the conventional LCA model. Standard deviations of the values provided by the temporally differentiated model (hour by hour and month by month) are quite small, the highest observed standard deviations being smaller than 4% (for the nuclear power).

It was also observed that not all energy sources meet equally the changes in the electrical demand. Some sources have a relatively constant level of charge (cf table 4.4) meaning that they do not adapt their generating capacity when the demand changes. Indeed, the nuclear power response to electrical demand is of only 17.5 MW whereas it goes up to 672 MW for hydro. It can be concluded that electricity sources do not respond in the same way to the variations in demand. This can be explained by the flexibility of the different technologies to change their generating capacity. Hydro and natural gas are well known for their high flexibility while nuclear power is more static and usually used to meet the base load power demand.

The fluctuating power demand is defined as the marginal electricity. The study of marginal electricity could be highly relevant when computing the carbon footprint since hydroelectricity has a very low GHG emission factor. Hydroelectricity decreases the Ontario grid bouquet GHG emissions when it contributes significantly to the global power generation.

Beyond the variations of the power demand in Ontario, the high standard deviation for hydroelectricity in Table 4.4 could also be explained by the significant export of hydroelectricity

to the United States, for economical reasons [34]. To test this assumption, an inter-regional study of the electricity imports and export between Ontario and its neighbours would be required. It is expected Ontario exports electricity to the United States but imports also electricity from the United States and Quebec too. Including these inter-regional flows could affect the emissions related to the electricity consumed in Ontario depending on the sources of electricity involved. Therefore, import and export of electricity should also be considered when minimizing emissions of a data centre in Ontario.

The general results highlight the importance of using a temporally differentiated LCA model to evaluate ICT GHG emissions. The temporally differentiated LCA provides a more accurate GHG emission profile than the conventional LCA. Moreover, considering the electrical demand variations allows to anticipate cyclic trends over months and to choose the best time to plan punctual activities raising the power demand of the data centre. Aggregated results, which are often used in LCA, can be misleading since changes in important factors may be buried in the aggregation process. This is especially true for a process in which electricity demand varies over time.

Tableau 4.4: Comparison of electricity output trends (2012 data)

Data	Nuclear (MW)	Coal (MW)	Natural Gas (MW)	Hydro (MW)	Wind (MW)	Oil (MW)	Total output (MW)
Min output	9679	170	1397	2573	478	150	14567
Max output	9737	761	3288	4496	568	205	19001
Annual average	9715	493	2537	3697	531	177	17149
Standard deviation	17.5	228	675	672	25.9	20	1594

The monthly temporally differentiated LCA model seems a good step in the carbon footprint computing of a variable system like ICT. The case study of Ontario validates the temporally differentiated approach to improve the computing of the carbon footprint.

To improve this model, the import/export of electricity should be included. This would increase the model accuracy by making a distinction between electricity generated locally versus electricity consumed locally.

The temporally differentiated LCA approach is a part of a better understanding of electrical flow and related impacts. In fact, despite some good improvement from ICT companies, carbon footprint is often partially evaluated in current calculations because of narrow boundaries of the studied systems. In September 2013, Google, as part of their green strategy, purchased the entire electricity production of the Happy Hereford wind farm in Texas to compensate for the increase in their energy demand (magazine). The Google initiative can be seen as a step forward to a cleaner carbon footprint, however the issue of impacts displacement must be considered. If Google deprives the regional grid bouquet of a part of the renewable energy, then the regional electricity providers may have to turn on coal power plant or import electricity from other states to meet the household demand. In this situation, a temporally differentiated model considering marginal electricity would be especially relevant.

4.1.6 Conclusions

The temporal fluctuations of electricity are missing from the methods to compute the carbon footprint. The combination of the cradle to grave perspective of LCA with a temporally differentiated model to compute carbon footprint can deal with this issue as it generates a time-varying GHG emission estimate.

The difference between the time scales (year or month) to model the grid-mix and to assess the related GHG emissions of a smart ICT system that mainly operates during peak load hours is highly relevant... For a good environmental management of punctual activities like maintenance considering the dynamicity of the grid bouquet is quite profitable.

Trends can be drawn from the historical observation of the electricity flow, thus enhancing the environmental efficiency of workload management by a data centre and workload migration between different data centre. Understanding the interaction between a data centre location and its real time power consumption is essential to reduce GHG emission as the electrical demand during peak hours is often satisfied by using fossil fuel power plants. An investigation of import/export seems also a promising avenue to improve the temporally differentiated model accuracy.

4.1.7 Acknowledgements

The authors thank the NSERC of Canada for their financial support under grant CRDPJ 424371-11.

4.1.8 References

- [1] W. V. Heddeghem, S. Lambert, B. Lannoo, D. Colle, M. Pickavet, and P. Demeester, "Trends in worldwide ICT electricity consumption from 2007 to 2012," *Computer Communications*, 2014.
- [2] gsma, Available: <http://www.gsmworld.com/>
- [3] G. Fettweis and E. Zimmermann, "ICT energy consumption-trends and challenges," in *Proceedings of the 11th International Symposium on Wireless Personal Multimedia Communications*, p. 6, 2008.
- [4] R. R. Schaller, "Moore's law: past, present and future," *Spectrum, IEEE*, vol. 34, pp. 52-59, 1997.
- [5] J. G. Koomey, "Worldwide electricity used in data centers," *Environmental Research Letters*, vol. 3, p. 034008, 2008.
- [6] R. C. Zuker, G. P. Jenkins, H. Lim, and P. Poirier, *Blue Gold*, 1984.
- [7] Ericsson, "Sustainable energy use in mobile communications," August 2007.
- [8] J. G. Koomey, "Growth data center electricity use 2005 to 2010," in *Analytics Press*, ed, 2011.
- [9] ABB, "Infographie: l'impact énergétique des data centers," Available: <http://www.abb.fr/cawp/seitp202/1e9c597bdb2d4513c1257956003309f0.aspx>
- [10] M. Pickavet, W. Vereecken, S. Demeyer, P. Audenaert, B. Vermeulen, C. Develder, et al., "Worldwide energy needs for ICT: The rise of power-aware networking," in *Advanced Networks and Telecommunication Systems*, 2008. ANTS'08. 2d International Symposium on, pp. 1-3, 2008.
- [11] S. Mingay, "Green IT: the new industry shock wave," *Gartner RAS Research Note G*, vol. 153703, 2007.

- [12] Gartner, "Gartner Data Quest," Available: http://www.gartner.com/technology/research/business_leaders.jsp
- [13] A. Berl, E. Gelenbe, M. Di Girolamo, G. Giuliani, H. De Meer, M. Q. Dang, et al., "Energy-efficient cloud computing," *The Computer Journal*, vol. 53, pp. 1045-1051, 2010.
- [14] L. Liu, H. Wang, X. Liu, X. Jin, W. B. He, Q. B. Wang, et al., "GreenCloud: a new architecture for green data center," in *Proceedings of the 6th international conference industry session on Autonomic computing and communications industry session*, pp. 29-38, 2009.
- [15] U. S. E. P. Agency, "Report to Congress on Server and Data Center Energy Efficiency Public Law 109-431," EPA August 2007.
- [16] P. Thomond, "The Enabling Technologies of low-carbon economy: A focus on cloud Computing," *Enabling technology 2020* February 2013.
- [17] Ericsson, "The real-time Cloud," February 2014.
- [18] K. H. Kim, A. Beloglazov, and R. Buyya, "Power-aware provisioning of cloud resources for real-time services," in *Proceedings of the 7th International Workshop on Middleware for Grids, Clouds and e-Science*, p. 1, 2009.
- [19] J. Baliga, R. W. Ayre, K. Hinton, and R. Tucker, "Green cloud computing: Balancing energy in processing, storage, and transport," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, pp. 149-167, 2011.
- [20] X. Y. Wang, X. J. Liu, L. H. Fan, and X. H. Jia, "A Decentralized Virtual Machine Migration Approach of Data Centers for Cloud Computing," *Mathematical Problems in Engineering*, 2013.
- [21] G. USA, "Google centre de données," Available: <http://www.google.com/about/datacenters/index.html>
- [22] M. P. Mills, "The cloud begins with coal big data, big networks, big infrastructure, and big power," ed: National Mining Association & American Coalition for clean Coal Electricity, 2013.
- [23] J. Longwell, E. Rubin, and J. Wilson, "Coal: energy for the future," *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 21, pp. 269-360, 1995.

- [24] M. Ghamkhari and H. Mohsenian-Rad, "Optimal integration of renewable energy resources in data centers with behind-the-meter renewable generator," in Communications (ICC), 2012 IEEE International Conference on, pp. 3340-3344, 2012.
- [25] D. Bouley, "Estimation de l'empreinte carbone électrique d'un datacenter," Schneider Electric.
- [26] W. Klöpffer, "Life cycle assessment," Environmental Science and Pollution Research, vol. 4, pp. 223-228, 1997.
- [27] C. L. Weber, P. Jaramillo, J. Marriott, and C. Samaras, "Life cycle assessment and grid electricity: what do we know and what can we know?," Environmental science & technology, vol. 44, pp. 1895-1901, 2010.
- [28] M. A. Curran, M. Mann, and G. Norris, "The international workshop on electricity data for life cycle inventories," pp. 853-862, 2005.
- [29] P. Blum, G. Campillo, W. Münch, and T. Kölbel, "CO2 savings of ground source heat pump systems – A regional analysis," Renewable Energy, vol. 35, pp. 122-127, 1// 2010.
- [30] S. Soimakallio, J. Kiviluoma, and L. Saikku, "The complexity and challenges of determining GHG (greenhouse gas) emissions from grid electricity consumption and conservation in LCA (life cycle assessment) - A methodological review," Energy, vol. 36, pp. 6705-13, 12/ 2011.
- [31] R. Itten, R. Frischknecht, and M. Stucki, "Life cycle inventories of electricity bouquets and grid," ESU-services Ltd., Uster, 2012.
- [32] O. Jolliet, M. Saadé, P. Crettaz, and S. Shaked, Analyse du cycle de vie: comprendre et réaliser un écobilan vol. 23: PPUR Presses polytechniques, 2010.
- [33] i.e.s.o. Power to Ontario On Demand, Available: <http://ieso-public.sharepoint.com/Pages/Power-Data/default.aspx>
- [34] d. magazine, Accessed on January, Available: <http://www.ddmagazine.com/2699-Google-vers-100-denergie-renouvelable.html>

4.2 Résultats complémentaires

Seule une approche succincte du modèle d'inventaire dynamique est traitée dans l'article : *Modelling of electricity mix in temporal differentiated Life-Cycle-Assement*. Les résultats complets sur les bouquets électriques temporels développés pour la province de l'Ontario sont présentés à l'ANNEXE H. Dans cette deuxième partie de résultats, la validation de l'échelle de temps est présentée ainsi que les bouquets électriques des autres provinces de l'étude de cas. De plus, le scénario de maintenance, la conversation internet et l'étude de l'utilisation journalière d'un centre de données pour le Québec, l'Ontario et l'Alberta sont détaillés dans cette partie. Pour finir l'approche prospective sur le très court terme des bouquets électriques est abordée à la fin de ce chapitre pour le Québec seulement.

4.2.1 Comparaison et analyses statistiques des échelles de temps des différents modèles temporels

Afin d'évaluer la robustesse du modèle temporel développé pour répondre à la problématique des variations temporelles de la production d'électricité lors d'une ACV, une analyse des écarts types est menée pour les différentes approches. Le modèle mensuel et le modèle saisonnier sont traités séparément et comparés à l'ACV conventionnelle (moyenne annuelle). Cette première comparaison des différentes approches considère uniquement les parts électriques produites par les provinces.

4.2.1.1 Comparaison statistique des bouquets électriques en fonction des différentes approches

L'année 2012 dans la province de l'Ontario a été choisie pour illustrer chaque échelle temporelle, afin de mettre en évidence la dispersion des moyennes choisies dans chacune des approches de modélisation du bouquet électrique.

4.2.1.1.1 *Le modèle conventionnel*

Le tableau 4.5 représente l'écart type de chaque technologie de production d'électricité heure par heure de chaque journée par rapport à la moyenne annuelle. Les technologies

nucléaires, le gaz naturel et l'hydroélectricité possèdent en valeur absolue des écarts types plus importants que les autres technologies de production de l'électricité.

Néanmoins, la figure 4-8 met en relation chaque écart type avec la part électrique par technologie associée dans le bouquet électrique global. On remarque un poids des écarts types par rapport aux moyennes annuelles très élevé pour les technologies de production à base de charbon et d'éolien. En effet, sur une moyenne annuelle de 2,7 % de part de charbon, la technologie charbon enregistre un écart type de $\pm 2,32$ % par rapport à la moyenne. Cela s'explique pour le charbon du fait de sa capacité à répondre rapidement au changement de la demande, c'est-à-dire à jouer le rôle d'électricité marginale. L'éolien enregistre aussi des variations importantes de son bouquet électrique au cours de l'année 2012. La part d'éolien s'élève annuellement à 3,1% de la production d'électricité avec un écart type de l'ordre de $\pm 2,40$ % par rapport à la moyenne. La forte variation de la technologie éolienne s'explique, quant à elle, par la forte intermittence de la ressource éolienne dans le temps.

Tableau 4.5: Écart type par technologie de production d'électricité sur l'année 2012, échelle annuelle

Sourde de production	Nucléaire	Charbon	Gaz naturel	Hydroélectricité	Éolien	Pétrole
Écart type Ontario année 2012(%)	$\pm 7,50$	$\pm 2,32$	$\pm 5,71$	$\pm 4,20$	$\pm 2,40$	$\pm 0,34$

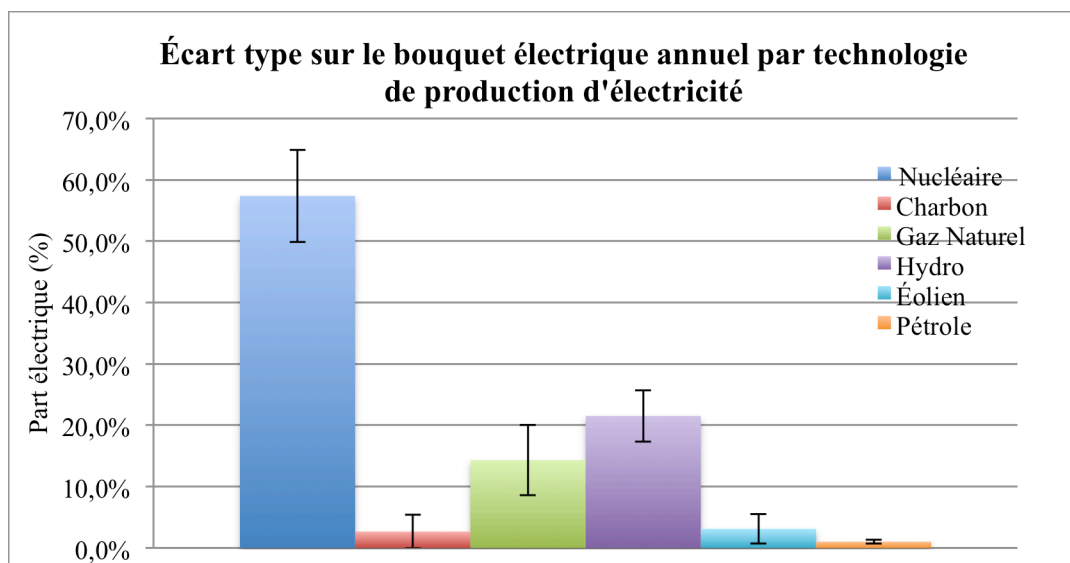


Figure 4-8 Représentation du bouquet électrique annuel pour chaque source de production électrique et des écarts types associés Ontario, 2012

4.2.1.1.2 Le modèle d'inventaire dynamique saisonnier

L'échelle saisonnière est une première étape envisagée dans le développement d'un modèle temporel pour l'étude de cas du GSTC afin de représenter la temporalité des variations électriques dans la phase d'inventaire. La figure 4-9 représente les écarts types horaires associés aux saisons par type de technologie de production d'électricité. L'ensemble des écarts types par rapport aux moyennes saisonnières horaires est réduit, comparé à ceux obtenus dans l'approche d'ACV conventionnelle (moyenne annuelle). La technologie nucléaire passe d'un écart type de 7,50 % par rapport à sa moyenne à un écart type avoisinant les 4,5%. L'écart type de la technologie hydroélectrique est, lui aussi, réduit presque de moitié par l'approche saisonnière des bouquets électriques. De plus, la modélisation temporelle saisonnière permet une meilleure représentativité de la variation de la production du gaz naturel au cours des heures et des saisons. Seules quelques heures de l'automne ont un écart type supérieur à celui du modèle annuel. La modélisation de la variation de l'électricité est améliorée pour la plupart des technologies la plupart du temps.

Néanmoins, les écarts types évalués pour la technologie du charbon et du pétrole sont supérieurs à l'écart type associé à l'approche conventionnelle, pendant les heures de pointe de la

période estivale. En ce qui concerne l'éolien, le modèle temporel saisonnier améliore nettement la modélisation de la technologie pendant la période estivale, mais on observe aussi des écarts types supérieurs à l'approche conventionnelle entre 22h et 5h pour les trois autres saisons.

Ces résultats s'expliquent par la forte variabilité au cours du temps des technologies du charbon, du pétrole et l'intermittence de la technologie éolienne.

Par ailleurs, les maximums des écarts types par technologie ne donnent pas d'informations supplémentaires sur la variabilité plus importante des technologies de production d'électricité d'une saison à l'autre, chaque technologie varie différemment en fonction des saisons.

Le poids des écarts types par rapport au bouquet électrique est illustré à la figure 4-10. La figure 4-10 associe la moyenne des écarts types par technologie de production d'électricité avec les bouquets électrique moyens par saison. L'écart à la moyenne est réduit pour les technologies charbon et éolienne. On observe notamment une diminution de l'erreur associée au bouquet électrique pour les saisons Hiver et l'Été, où l'écart type par rapport à la moyenne ne représente plus qu'une erreur de 50% sur la moyenne contre plus de 85% dans l'approche annuelle.

La figure 4-10 permet aussi d'illustrer la variation des profils électriques de l'ensemble des technologies au cours des saisons. La technologie nucléaire connaît une variation de plus de 5% entre l'hiver et l'automne. Il en est de même avec les technologies possédant un plus fort coefficient d'émissions de GES comme le charbon et le gaz naturel. Par exemple le Gaz naturel enregistre une variation d'environ 6% entre le printemps et l'été.

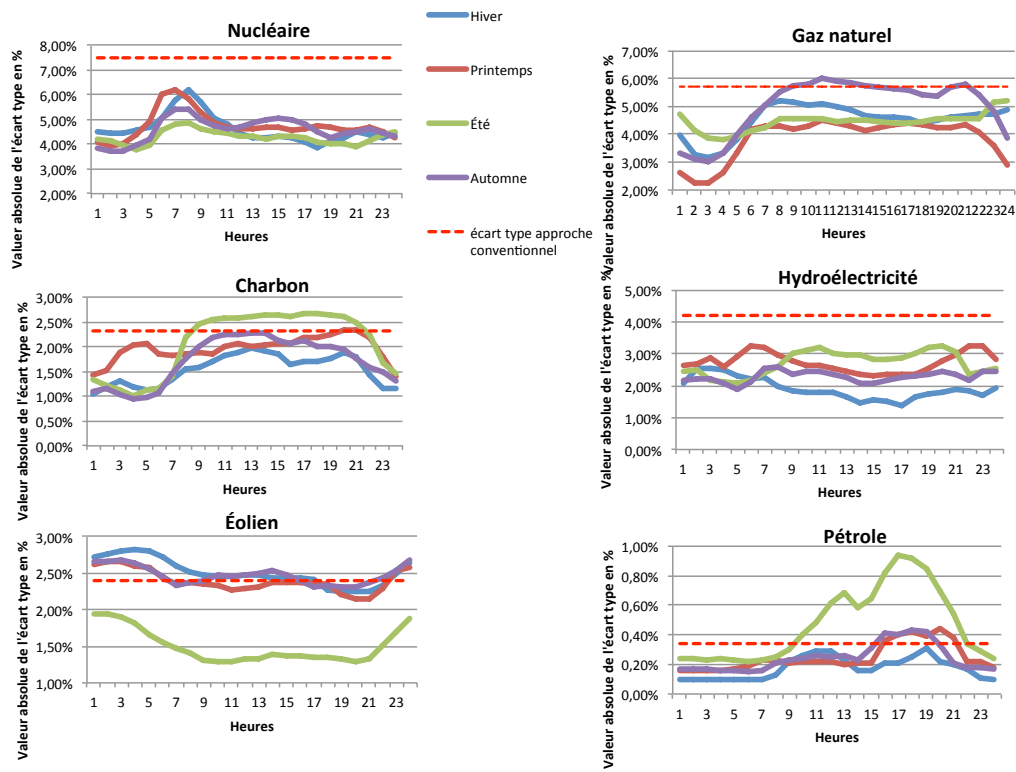


Figure 4-9 Écarts type obtenus pour chaque technologie de production électrique regroupés par saison

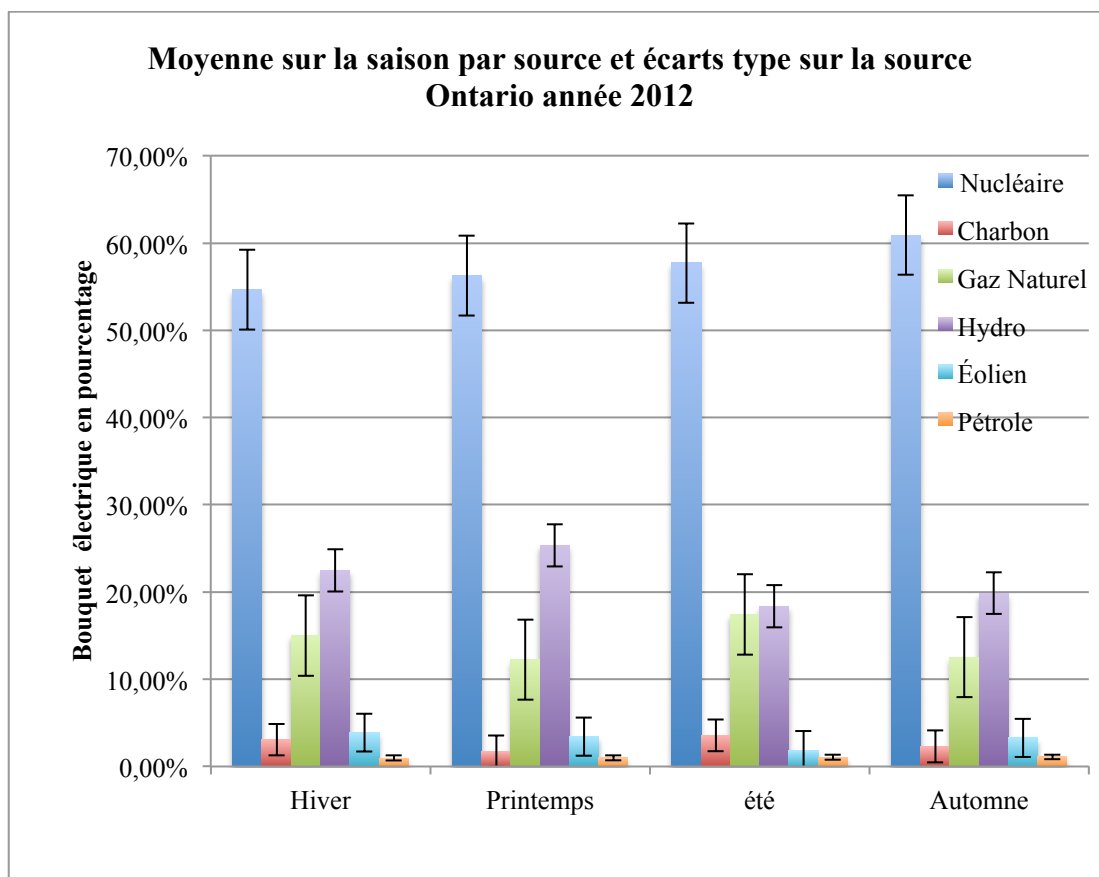


Figure 4-10 Bouquet électrique saisonnier et écarts type moyens par technologie de production de l'électricité

4.2.1.1.3 Le modèle temporel mensuel

Les écarts types obtenus par sources sont majoritairement en deçà des valeurs saisonnières et annuelles. L'ensemble des courbes d'écarts type par technologie est donné en ANNEXE I. Les écarts type les plus élevés s'observent pour la technologie du nucléaire et celle du gaz naturel avoisinant les $\pm 3\%$. Suivis de prêt par les technologies d'hydroélectrique, éolienne, avec des parts électriques journalières variables de $\pm 2\%$ par rapport à la moyenne mensuelle développée par le modèle. Les technologies restantes ont des écarts type oscillant autour de $\pm 1\%$. Le tableau 4.6 illustre les écarts types horaires obtenus pour le mois de décembre la plupart des valeurs sont en deçà des valeurs annuelles à l'exception des écarts types associés à la technologie éolienne entre 22h et 1h. Le poids relatif à l'écart type sur la part électrique de l'ensemble des technologies de production est diminué, mais reste important pour l'éolien et le charbon. Les technologies de charbon et d'éolien comportent en effet la plus grande variabilité journalière. Les

mois de mars, juin, juillet, août et novembre enregistrent une forte variabilité journalière de la technologie du charbon. La variation de la technologie du gaz naturel est, quant à elle, nettement améliorée par la modélisation d'une journée type pour le mois avec des moyennes représentatives plus proches des variations historiques horaires journalières. Seul le mois de septembre reste au-dessus de l'écart type de l'approche conventionnelle.

Tableau 4.6 Écarts types horaires du mois de décembre 2012, Ontario

Heure	Technologie de production d'électricité					
	Nucléaire	Charbon	Gaz naturel	Hydroélectricité	Éolien	Pétrole
1	2,08%	1,45%	0,97%	2,11%	2,85%	0,10%
2	2,05%	1,51%	0,68%	2,34%	2,87%	0,09%
3	1,85%	1,57%	0,68%	2,16%	2,87%	0,10%
4	1,78%	1,62%	0,74%	2,11%	2,80%	0,10%
5	1,97%	1,51%	1,01%	2,19%	2,71%	0,10%
6	2,42%	1,62%	1,60%	2,28%	2,62%	0,10%
7	3,10%	1,58%	1,99%	2,57%	2,50%	0,10%
8	3,72%	1,68%	2,49%	2,31%	2,41%	0,14%
9	3,57%	2,00%	2,53%	1,84%	2,33%	0,25%
10	2,94%	2,20%	2,44%	1,64%	2,35%	0,29%
11	2,74%	2,26%	2,61%	1,90%	2,32%	0,35%
12	2,49%	2,27%	2,62%	1,93%	2,24%	0,33%
13	2,34%	2,31%	2,55%	1,82%	2,22%	0,23%
14	2,56%	2,23%	2,61%	1,51%	2,16%	0,13%
15	2,69%	2,26%	2,84%	1,59%	2,15%	0,10%
16	2,91%	2,00%	3,24%	1,37%	2,25%	0,10%
17	3,19%	1,96%	3,70%	1,39%	2,27%	0,11%
18	3,08%	1,59%	4,16%	1,63%	2,20%	0,13%
19	3,42%	1,59%	4,43%	1,52%	2,25%	0,25%
20	3,67%	1,75%	4,41%	1,41%	2,32%	0,16%
21	3,75%	1,39%	4,47%	1,55%	2,34%	0,13%
22	3,35%	1,29%	4,43%	1,29%	2,44%	0,10%
23	2,48%	1,36%	3,37%	1,36%	2,58%	0,11%
24	1,94%	1,47%	1,79%	1,89%	2,73%	0,10%

Note : En gris, figure les écarts types améliorés- En noir les écarts types supérieurs aux valeurs annuelles

La représentation de la distribution d'électricité par le biais d'une journée type pour le mois permet d'améliorer la modélisation de la variation des différentes parts électriques répondant à la demande électrique, mais augmente le nombre de bouquets électriques à utiliser dans l'inventaire de l'ACV.

De ce fait, l'échelle mensuelle permet de se rapprocher encore un peu plus des variations de profils électriques historiques, mais révèle de fortes fluctuations journalières au cours du mois notamment pour certaines technologies marginales et intermittentes comme le charbon et l'éolien.

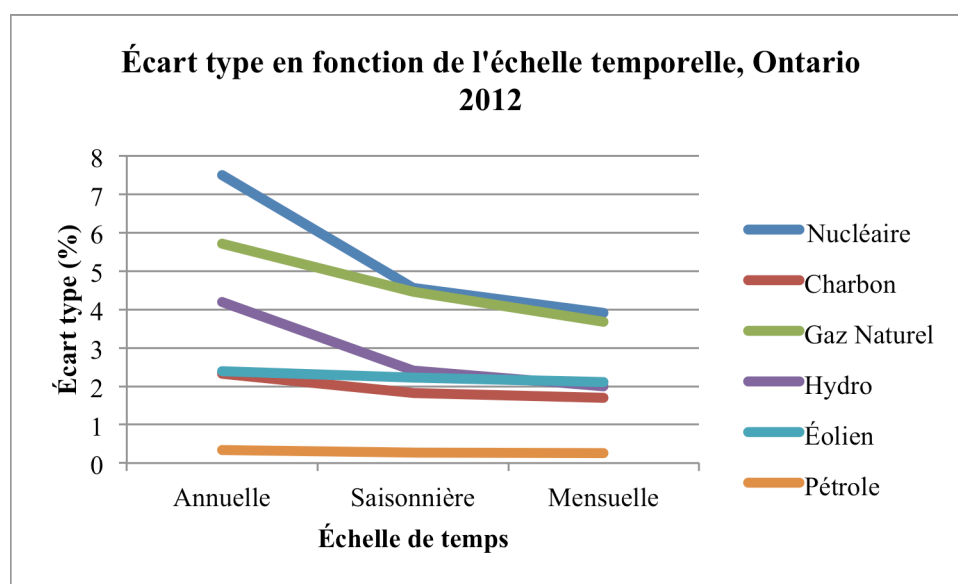


Figure 4-11 Comparaison des écarts types absolus moyens des échelles saisonnières et mensuelles avec l'écart type de l'échelle annuelle

La figure 4-11 dresse le bilan de la variation des écarts types entre les différentes échelles temporelles. Une diminution des écarts types associés aux technologies nucléaires, Gaz naturel et Hydro est plus importante que celle enregistrée pour les technologies Charbon, Éolien, Pétrole.

Cette première analyse valide l'approche mensuelle comme échelle temporelle pour la représentation de la variation des parts électriques de chaque technologie au cours du temps. De plus cette analyse permet de mettre en évidence la disparité de réponses des technologies de production d'électricité face à la demande. Certaines sources répondent à la demande de base (nucléaire, hydroélectricité, gaz naturel) et sont bien couvertes par une dimension temporelle

pour le mois. Par ailleurs, certaines technologies sont plus à même de répondre à des changements brutaux de la demande (cas du charbon, pétrole) ou exploitées lors de conditions météo favorables (cas de l'éolien).

La comparaison des échelles temporelles de l'Alberta est présentée à l'ANNEXE J et suit les mêmes tendances que celles de l'Ontario.

4.2.1.2 Résultat d'analyse des facteurs d'émissions associés à l'approche conventionnelle

L'erreur faite lorsqu'un modèle annuel est utilisé pour représenter le bouquet électrique se retrouve sur l'appréciation du facteur d'émissions de GES et des autres catégories d'impacts de chaque technologie de production d'électricité. L'erreur la plus importante se retrouve dans les technologies avec le plus fort coefficient d'émissions. Ainsi comme le montre le tableau 4.7, la variation des technologies entraîne des erreurs significatives sur le facteur d'émissions en GES de la production d'électricité annuelle. Ceci s'explique par la forte variation de l'utilisation du charbon et du gaz naturel dans la production de l'électricité ce qui entraîne une erreur dans le facteur d'émissions de l'ordre de $40 \text{ g CO}_2 \text{ éq} / \text{kWh}$ soit environ 27 % d'erreur par rapport au facteur d'émissions moyen.

L'approche d'inventaire dynamique permet de réduire la marge d'erreur dans l'évaluation du facteur d'émissions associé au bouquet électrique en améliorant la représentation des variations des technologies notamment celle du gaz naturel.

Tableau 4.7: Répercussion de l'erreur sur l'évaluation des facteurs d'émissions de l'approche conventionnelle d'ACV

Province	Technologie de productions	Nucléaire	Charbon	Gaz naturel	Hydroélectricité	Éolien	Pétrole
Ontario 2012	Écart type (%)	± 7,50	± 2,32	± 5,71	± 4,20	± 2,40	± 0,34
	Erreur sur le facteur d'émissions (g CO ₂ éq/kWh)	± 1,03	± 26,7	± 39,6	± 13,1	± 0,30	± 3,03
	Facteur d'émissions annuel (g CO ₂ éq/kWh)	150					
Alberta 2012	Écart type (%)	NA*	± 3,51	± 3,63	± 2,31	± 2,73	± 0,38
	Erreur associée sur le facteur d'émissions (g CO ₂ éq/kWh)	NA*	± 44,0	± 24,9	± 0,30	± 0,33	± 3,41
	Facteur d'émissions (g CO ₂ éq/kWh)	947					

* pas de centrale nucléaire en Alberta

4.2.2 L'approche temporelle pour la province de l'Alberta

Cette partie retrace de façon succincte les données du modèle temporel pour la province de l'Alberta. La province de l'Alberta a été modélisée suivant un modèle M3 du bouquet électrique, soit la production électrique ainsi que les exportations et les importations ont été considérées. Les deux scénarios, attributionnel et conséquentiel, de modélisations des flux d'importations et d'exportations sont considérés. Les différentes approches par le modèle M1 sont mises à titre de comparaison.

L'année 2013 a été choisie pour représenter la variabilité temporelle des bouquets électriques de l'Alberta et illustrer un premier cadre méthodologique à l'élaboration d'un modèle temporel des impacts de la distribution de l'électricité en ACV.

4.2.2.1 Modélisation des bouquets électriques temporels mensuels de l'Alberta

Les modèles temporels de l'année 2013 M1 et M3 de l'Alberta sont présentés à l'ANNEXE K. La majeure partie du bouquet électrique de l'Alberta est composée de charbon et de gaz naturel. La part d'énergies renouvelables (éolien et hydroélectricité) joue un rôle important dans les fluctuations des bouquets électriques de l'Alberta pour l'ensemble des modèles, permettant de réduire de quelques pourcents la part de charbon et de gaz naturel dans le bouquet électrique global annuel (cf ANNEXE K). La part d'hydroélectricité dans le bouquet de l'Alberta se révèle plus importante dans les modèles tenant compte de l'exportation et de l'importation. En effet, l'incorporation des échanges avec la Colombie britannique vient verdir le bouquet électrique de l'Alberta. Les importations d'hydroélectricité ont lieu essentiellement pendant les heures de pointe entre 8 h et 22 heures où la part d'hydroélectricité est plus importante pour la plupart des mois. De plus, les mois d'hiver et d'automne ont un niveau d'hydroélectricité plus faible que les mois du printemps et de l'été. Il n'y a pas de différence significative entre l'approche conséquentielle des échanges électriques et attributionnelle étant donné que la majeure partie des échanges de l'Alberta se fait avec la Colombie-Britannique pour laquelle la production moyenne et la production marginale sont essentiellement hydroélectriques.

4.2.2.2 Calcul du facteur d'émissions du bouquet électrique des différentes approches

Le tableau 4.8 présente les extrema des facteurs d'émissions des différents modèles temporels développés pour la province de l'Alberta pour l'année 2013. Plusieurs approches historiques (M1, M3) révèlent une variation de plus de 200 g de CO₂ _{eq} du facteur total d'émissions au cours de l'année 2013. Les autres années recueillies pour la province de l'Alberta sont présentées à l'ANNEXE L et révèlent une même variation temporelle du facteur d'émission dans le temps. L'approche conventionnelle basée sur une moyenne annuelle du bouquet électrique n'est pas représentative de la variation induite par le changement des parts des technologies de production de l'électricité. Les bornes maximales des différentes approches historiques ont des facteurs d'émissions similaires. Les bornes minimales des approches M1 (historique et temporelle) sont légèrement supérieures à celles obtenues par la modélisation des

importations et des exportations. Ceci s'explique par l'incorporation de plus de parts d'énergies renouvelables dans le bouquet global de l'Alberta. Néanmoins, la part de charbon et de gaz naturel étant majoritaire, le facteur d'émissions du bouquet électrique reste élevé, quelle que soit l'approche temporelle utilisée.

Les différences entre les extrema des facteurs d'émissions des modèles M1 et M3 ne sont pas significatives, car l'Alberta n'est pas une province exportant et important beaucoup d'électricité avec les provinces voisines.

Tableau 4.8: Comparaison des coefficients d'émissions des différentes approches pour l'année 2013, Alberta

Type de modèle et de scénarios	Approches	Facteur d'émission (g CO ₂ / kWh)
M1	<i>Approche conventionnelle (moyenne annuelle)</i>	961
M1	<i>Approche historique</i>	Min = 806 Max = 1065
	<i>Approche temporelle mensuelle</i>	Min = 915 Max = 986
M3 attributionnelle	<i>Approche conventionnelle</i>	940
M3 approche conséquentielle	<i>Approche historique</i>	Min = 791 Max = 1064
	<i>Approche temporelle mensuelle</i>	Min = 882 Max = 978
M3 approche attributionnelle	<i>Approche historique</i>	Min = 792 Max = 1065
	<i>Approche temporelle</i>	Min = 885 Max = 927

4.2.3 La modélisation du bouquet électrique québécois

Plusieurs extrapolations ont été faites pour modéliser le bouquet électrique temporel du Québec. La modélisation présentée dans ce paragraphe 3.2.3 est basée sur l'extrapolation à partir des données de production du Nouveau-Brunswick. Les profils obtenus à partir des données

ontariennes sont présentés à l'ANNEXE M. Les bouquets électriques temporels du Québec sont obtenus pour une année allant du mois d'avril 2013 à mars 2014. L'extrapolation à partir de la demande électrique du Nouveau-Brunswick semble préférable, car l'Ontario a sa période de pointe de consommation électrique en été ce qui diffère du Québec qui l'a en hiver tout comme le Nouveau-Brunswick (NBSO ERNB, 2011).

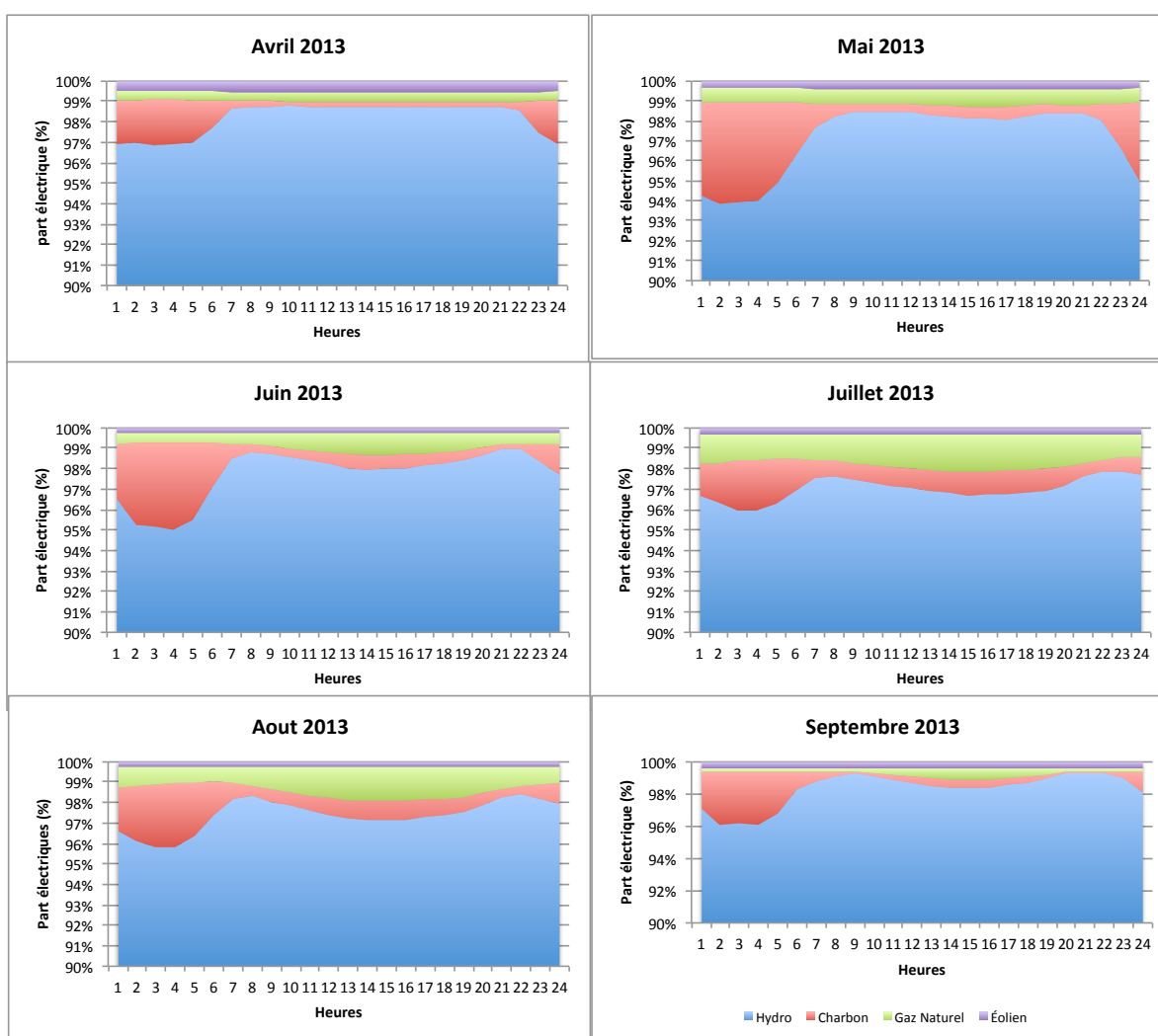
Dans un premier temps, les bouquets électriques québécois sont présentés avec une approche conséquentielle des importations et des exportations. Les bouquets électriques suivant une approche attributionnelle des importations et des exportations sont présentés dans un second temps. La modélisation tient compte aussi de l'arrêt en Ontario de la production d'électricité à partir de charbon dès janvier 2014.

4.2.3.1 Profil basé sur l'exportation et l'importation des sources marginales

L'ensemble des bouquets électriques temporels du Québec est présenté aux figures 4-12 et 4-13. La part d'hydroélectricité est majoritaire dans l'ensemble des profils temporels mensuels. Néanmoins, la modélisation sur une année montre une tendance à importer des quantités importantes de charbon entre 22h et 7h avec l'hypothèse faite que le charbon est la technologie marginale de l'Ontario. La part de gaz naturel dans le bouquet électrique mensuel global est plus importante pendant les deux mois estivaux : juillet, août. En matière d'importation, le Québec importe de l'électricité majoritairement pendant les heures creuses, lorsque le prix de l'électricité sur le marché est faible, permettant au Québec de stocker des ressources hydrauliques et de vendre plus tard à un prix plus fort ses ressources électriques pendant les heures de forte demande électrique.

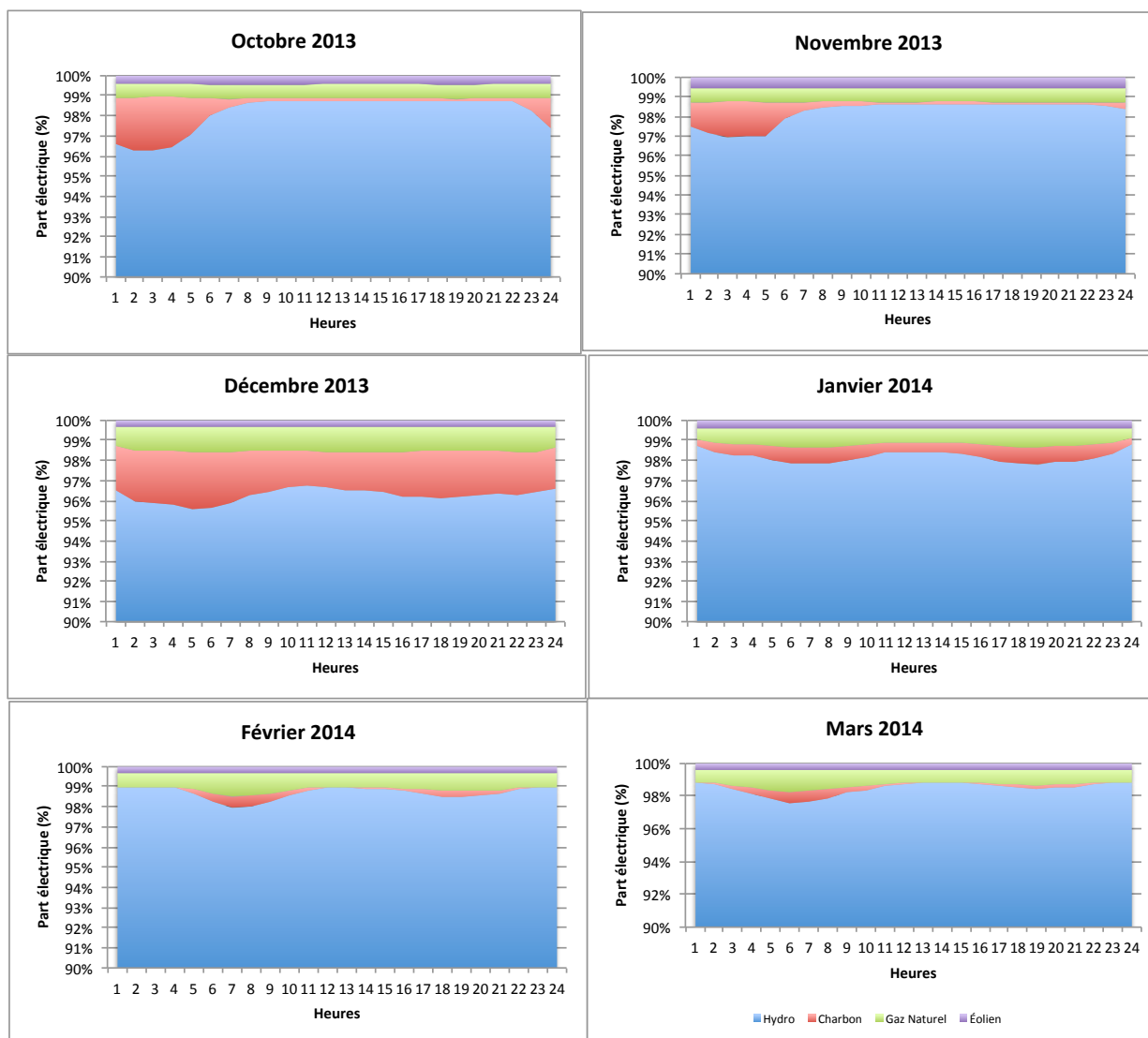
On remarque aussi une part constante et élevée d'hydroélectricité dans le bouquet électrique pour le mois de février et mars, due sans doute à une abondance de la ressource hydraulique occasionnée par la fonte des neiges. De plus, une des particularités de la période modélisée est les très basses températures enregistrées durant le mois de décembre, occasionnant de fortes parts de charbon et de gaz naturel dans le bouquet électrique du mois à cause des importations. Après janvier 2014 date de l'arrêt officiel de la production de charbon en Ontario, les importations du Québec sont complétées par une part plus importante de gaz naturel. La faible part encore visible de charbon provient essentiellement des importations de la Nouvelle-Angleterre et de l'État de New York. Par ailleurs, le mois de décembre 2013 illustre pour sa part

les limites de l'approvisionnement de l'hydroélectricité à répondre à la forte demande occasionnée par des températures particulièrement basses au cours du mois. Le Québec comble donc la demande en important davantage d'électricité des provinces voisines.



* **NB** les parts électriques commencent à 90% pour une meilleure lisibilité des parts électriques faibles

Figure 4-12 Profil horaire des six premiers mois du bouquet électrique québécois



* **NB** les parts électriques commencent à 90% pour une meilleure lisibilité des parts électriques faibles

Figure 4-13 Profil horaire des six derniers mois du bouquet électrique québécois

4.2.3.2 Profil basé sur l'exportation et l'importation de l'ensemble du bouquet électrique

L'approche M3 du bouquet électrique avec la modélisation des importations et des exportations en fonction du bouquet électrique moyen des régions est présentée dans son ensemble à l'ANNEXE N. La figure 4-14 illustre les profils temporels de deux mois québécois avec une approche attributionnelle. Comparativement à l'approche conséquentielle des

importations et des exportations, la part de charbon est nettement réduite dans les bouquets laissant place à une part plus importante de gaz naturel mais aussi de nucléaire en provenance d'Ontario.

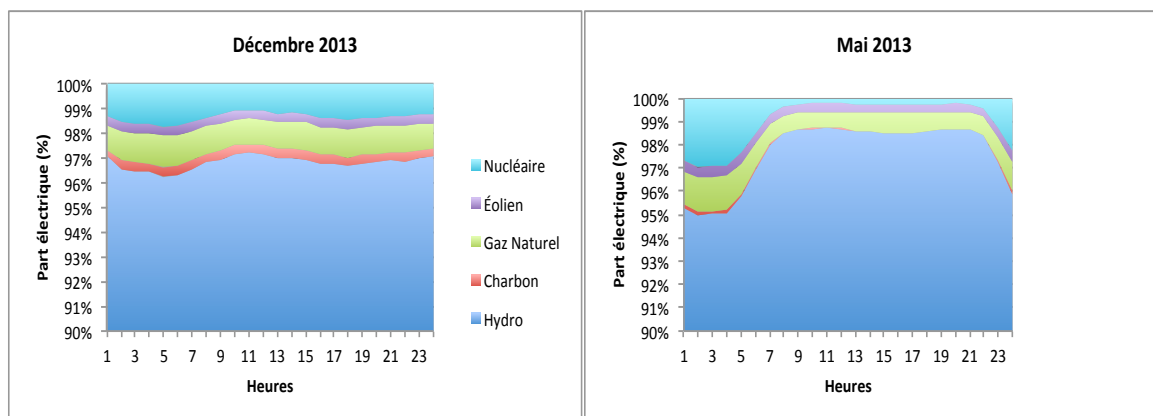


Figure 4-14 Profil dynamique de deux journées types avec une approche attributionnelle des échanges

La modélisation des bouquets électriques temporels québécois en attributionnel confirme, par ailleurs, la part atténuée de l'hydroélectricité entre 22h et 7h du matin.

4.2.3.3 Calcul du facteur d'émissions pondéré par un bouquet dynamique de la province du Québec

Les facteurs d'émissions suivent la dynamique des bouquets électriques. L'ensemble des profils temporels des facteurs d'émissions est présenté à l'ANNEXE O. Le tableau 4.9 résume les bornes minimum et maximum des différents facteurs d'émissions obtenus au travers des diverses approches du bouquet électrique québécois. Le modèle M1 fournit de très faibles facteurs d'émissions comparés à la modélisation de type M3. En effet, le modèle M1 tient compte uniquement de la production massive d'hydroélectricité possédant un faible coefficient d'émissions au kilowattheure, minimisant l'impact de l'empreinte carbone. L'approche temporelle du modèle M1 reste proche de la valeur du facteur d'émissions trouvé dans la littérature de l'ordre de 16 g CO₂ eq / kWh. Néanmoins, la considération des importations et des exportations vient ternir le facteur d'émissions en GES global de l'année représentée. En effet, l'approche marginale des flux d'importations et d'exportations, augmente considérablement le facteur d'émission associé au bouquet électrique québécois avec un facteur d'émissions pouvant atteindre 76 g CO₂ eq / kWh. Ceci s'explique majoritairement par la présence de charbon dans les

flux d'importations en provenance d'Ontario. L'approche attributionnelle des flux d'importations et d'exportations est, quant à elle, plus modérée avec un maximum obtenu sur l'année à 24 g CO₂ éq / kWh.

Tableau 4.9: Comparaison des facteurs d'émissions GES pour 1 kWh des différents modèles de bouquets électriques québécois pour l'année 2013

Modèle temporel		Approche conventionnelle (moyenne annuelle) par le calcul	Approche conventionnelle (moyenne annuelle) de la littérature (source statcan)	Approche temporelle mensuelle
	M1	17	16	Min= 14 Max = 17
	M3 basé sur les parts marginales	30	NA	Min = 15 Max = 76
	M3 basé sur l'ensemble des bouquets électriques	20	A remplir	Min = 14 Max = 26

Ces premiers résultats temporels pour la province du Québec viennent montrer le rôle primordial des importations et des exportations électriques venant accroître le facteur d'émission à certaines heures. De plus, l'analyse plus précise des bouquets électriques temporels pour les mois montre les changements dans l'approvisionnement en électricité entre les heures creuses (de 22h à 7h) plus à même de recevoir de plus grandes quantités d'électricité importées des provinces voisines et les heures de pointe approvisionnées essentiellement en hydroélectricité.

4.2.4 Résultats autour de l'étude de cas du GSTC

Les résultats autour de l'étude de cas du GSTC sont présentés selon le modèle M3 avec une approche marginale des flux d'exportations et d'importations. L'approche attributionnelle du modèle M3 est détaillée à l'ANNEXE P. Les différentes mises en contexte couvrent la période entre le mois d'avril 2013 à décembre 2013, commune aux trois approches temporelles des provinces étudiées.

4.2.4.1 Étude d'une action de maintenance

La réduction des impacts quotidiens due à la consommation d'électricité passe par la gestion d'actions ponctuelles en fonction de l'horaire et du bouquet électrique alimentant le centre de données. L'étude ci-dessous compare les émissions de GES attribuées à la maintenance lors d'un calcul par une approche d'ACV conventionnelle et par l'approche temporelle des bouquets électriques de l'Ontario, de l'Alberta et du Québec.

4.2.4.1.1 Maintenance Alberta

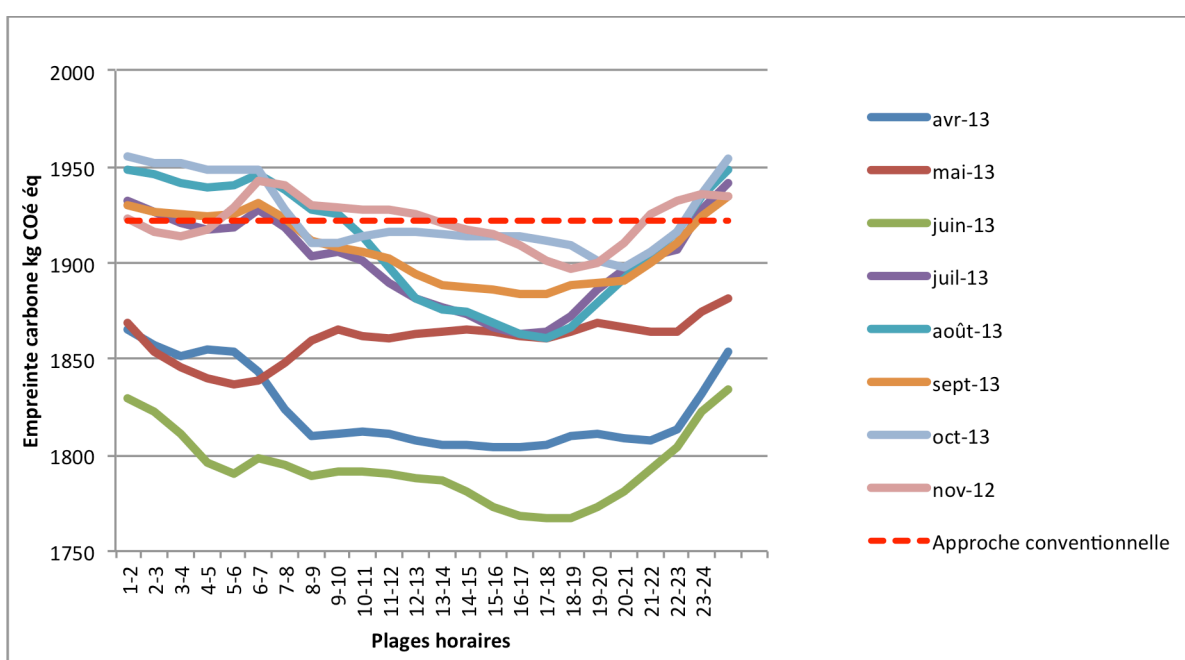


Figure 4-15 Empreinte carbone de la consommation électrique additionnelle lors d'une maintenance de 1MW pendant 2 heures dans un centre de données situé en Alberta- modélisation marginale des flux d'importations et d'exportations, Avril 2013 à décembre 2013

L'Alberta est une province possédant une empreinte carbone élevée due à la part importante de charbon constituant son bouquet électrique. Les mois d'octobre, novembre et décembre ont leur minimum d'empreinte carbone entre les heures 17 et 20 heures (figure 4-15). Certains mois possèdent une empreinte carbone associée à la maintenance plus faible sur une plus grande plage horaire. Comme c'est le cas pour les mois d'avril, juin, juillet, août et septembre où

l’empreinte carbone est plus faible entre 12h à 20h. Le mois de mai se détache, quant à lui, de la tendance générale et possède une empreinte carbone plus faible pour les heures matinales de 3h à 6h.

La figure 4-15 permet aussi de comparer l’empreinte carbone de la maintenance suivant qu’elle est calculée avec le modèle annuel ou le modèle mensuel. Dans le cas de l’Alberta, les émissions des mois d’août à décembre sont légèrement sous-estimées par le modèle annuel pour les premières heures de la journée et surestimées pour le reste de la journée. Les empreintes carbone des mois d’avril à juillet sont, quant à elles, à toutes heures surévaluées par l’approche conventionnelle d’ACV.

4.2.4.1.2 Maintenance au Québec

Les profils dynamiques pour plusieurs mois de 2013 de l’empreinte carbone relative à une action de maintenance sur un centre de traitement de données situé au Québec sont donnés à la figure 4-16. Les minimums de l’empreinte carbone associée à la consommation additionnelle se situent pour la plupart des mois sur deux plages horaires distinctes. La première se situe le matin entre 5 heures du matin et 9 heures du matin. La deuxième se situe en début de soirée sur la plage horaire de 19 heures à 22 heures. De façon générale, pour le Québec, l’empreinte carbone de la maintenance est majoritairement sous-estimée par l’approche conventionnelle d’ACV qui ne tient compte ni des échanges électriques ni de la dynamique de la production de l’électricité.

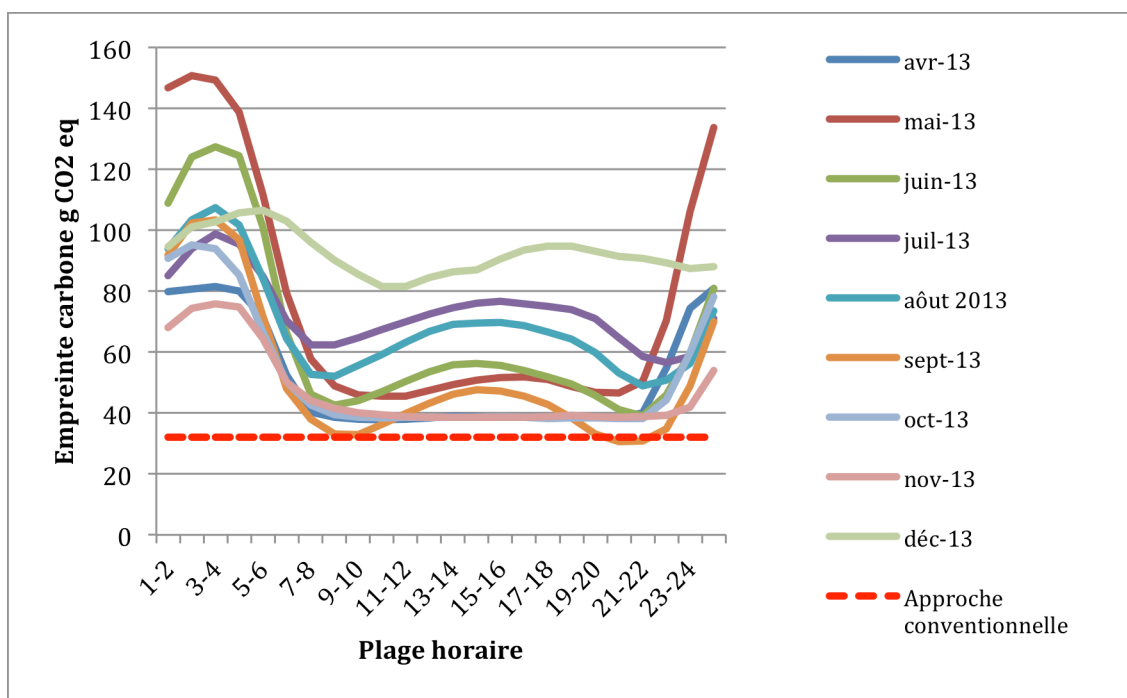


Figure 4-16 Empreinte carbone de la consommation additionnelle d'une maintenance de 1MW pendant 2h pour un centre de données situé au Québec- Avril 2013 à décembre 2013

4.2.4.1.3 Maintenance en Ontario

L'allure des courbes d'empreinte carbone associées à la province de l'Ontario est présentée à la figure 4-17. Les maximums des empreintes carbonées sont concentrés pour l'ensemble des mois sur les plages horaires des heures de pointe de 7h à 22h. L'impact obtenu à partir de l'approche conventionnelle surestime dans l'ensemble l'impact engendré par la maintenance, à l'exception du mois de juillet 2013, où l'impact est sous-évalué si la maintenance a lieu entre 7 heures et 21 heures.

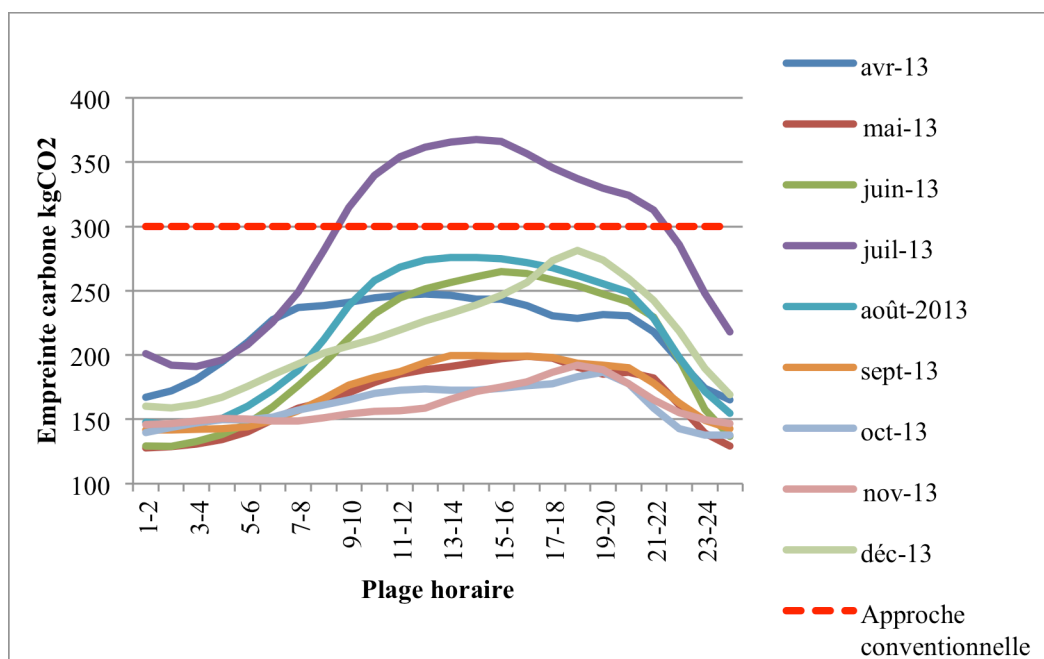


Figure 4-17 Empreinte carbone de la consommation électrique additionnelle d’une action de maintenance de 1 MW pendant 2 h pour un centre de données ontarien – Avril 2013 à décembre 2013

L’étude d’une action ponctuelle telle que la maintenance révèle des comportements différents entre les provinces. Pour l’Ontario, il est plus avantageux de traiter une tâche de maintenance hors les heures de pointes et au-delà de 21h idéalement entre 24h et 4h. À l’inverse, un centre de données situé au Québec bénéficiera de deux plages horaires moins impactantes en début et en fin de journée, mais devra néanmoins éviter les heures en pleine nuit où il importe plus d’électricité des provinces voisines. L’Alberta dépend, quant à elle, énormément du mois où l’on veut effectuer la maintenance, les tendances communes aux mois sont difficiles à extraire des profils temporels de l’empreinte carbone de l’Alberta. Il apparaît donc possible de minimiser les émissions de carbone d’une activité de maintenance d’un centre de données en utilisant les modèles mensuels des bouquets électriques de type M3. Il ressort que les spécificités de chaque province conduisent à des choix différents du moment de la journée où réaliser la maintenance. Même s’il demeure une incertitude sur les résultats du modèle temporel, la comparaison des résultats du modèle avec les données de l’opérateur du réseau électrique fournies en temps réel permet de valider si oui ou non la maintenance réduit effectivement les émissions de GES. Par ailleurs, il apparaît que le modèle conventionnel ne permet pas de comptabiliser précisément les

émissions de GES de l'activité de maintenance du fait que celle-ci est ponctuelle. Néanmoins, des erreurs de 27 % sont observées pour certaines heures, dues à la difficulté de modéliser une source comme le charbon très variable et fortement impactante. Le modèle temporel est donc supérieur au modèle conventionnel pour l'optimisation et la comptabilisation des GES liées à la consommation d'électricité.

4.2.4.2 Étude de l'utilisation journalière d'un centre de données

L'optimisation de la gestion de la charge de données par un système de centre de données fonctionnant en « Cloud Computing » est présentée dans cette section.

Les impacts de la province de l'Alberta sont présentés à l'ANNEXE Q. On note cependant que l'impact d'un centre de données en Alberta est dix fois plus impactant qu'un centre de données en Ontario et au Québec quelle que soit l'approche de modélisation des importations et exportations (conséquentielle, attributionnelle) choisies.

Néanmoins les écarts des empreintes carbone temporelles entre l'Ontario et le Québec ne sont pas si significatifs (figure 4-18). L'étude de l'empreinte carbone temporelle du mois de mai 2013 entre la province de l'Ontario et le Québec montre une empreinte carbone plus élevée pour certaines heures dans la province québécoise par une approche conséquentielle des flux électriques échangés. Grâce à l'approche temporelle de l'empreinte carbone et l'incorporation des échanges électriques interprovinciaux, les avantages d'une migration des données entre le Québec et l'Ontario prennent du sens. Comme le montre la figure 4-18, il est intéressant dans le cas présenté de déplacer la charge de travail en Ontario entre 1h et 6h du matin afin de garantir une empreinte carbone, associée à l'utilisation d'un centre de données du réseau, la plus faible possible.

De plus, on observe à la figure 4-18 une empreinte carbone attributionnelle et conséquentielle confondue pour l'Ontario, ceci s'explique par l'importation en provenance essentiellement du Québec et du Manitoba à la production majoritairement hydroélectrique. En effet, la différence en électricité marginale et électricité du bouquet électrique n'est pas significative.

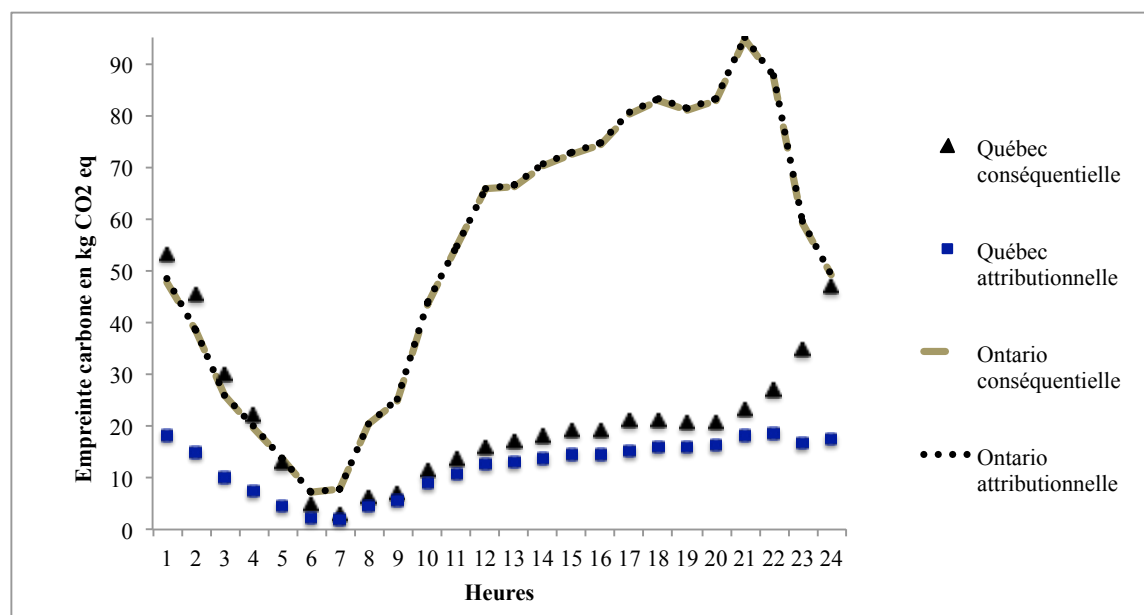


Figure 4-18 Empreinte carbone de l'utilisation d'un centre de données (de puissance maximale 1 MW), pour le mois de mai.

Néanmoins, avec une approche conséquentielle, si l'empreinte carbone du Québec est supérieure à celle de l'Ontario à cause d'importations du charbon provenant de l'Ontario, alors le déplacement de la charge en Ontario va nécessiter du charbon supplémentaire (technologie marginale) pour répondre au changement de la demande en Ontario.

La production d'électricité est traitée tout au long de ce travail d'un point de vue attributionnelle. Seules les importations et les exportations sont analysées d'un point de vue attributionnel et conséquentiel. La vision attributionnelle de la production électrique rend impossible la valorisation du centre de données de la province de l'Alberta. Par ailleurs, on peut s'interroger sur la production d'électricité induite par la demande électrique supplémentaire du centre de données si la charge est déplacée d'une province à l'autre. L'approche attributionnelle renseigne sur le bouquet électrique moyen en temps réel, mais une approche conséquentielle permettrait de connaître plus précisément les centrales électriques affectées par les déplacements de charge entre centres de données.

4.2.4.3 Étude d'une conversation internet

La conversation internet modélisée donne des résultats très différents d'une province à l'autre en fonction de quel centre de données est allumé pour répondre aux besoins de la

conversation (figure 4-19). Une conversation de type Skype de 25 min orchestrée par un centre de données en Alberta a un impact de l'ordre de 250 g CO₂ eq ce qui est dix fois supérieur à l'empreinte carbone d'une même conversation orchestrée par un centre de données en Ontario.

L'intérêt du modèle temporel dans le cas d'une conversation internet permet premièrement l'accès à des mesures en temps réel pour l'utilisateur ainsi qu'une transparence de l'impact du service aux fournisseurs de service de « *Cloud Computing* ». L'utilisateur pourrait aussi minimiser ses émissions en choisissant le meilleur moment de la journée pour lancer sa conversation internet. Cet exemple ouvre la voie à une série d'exemples permettant de programmer et d'utiliser internet de façon plus intelligente, par exemple décider à quel moment lancer un téléchargement de films ou regarder une vidéo de chat!

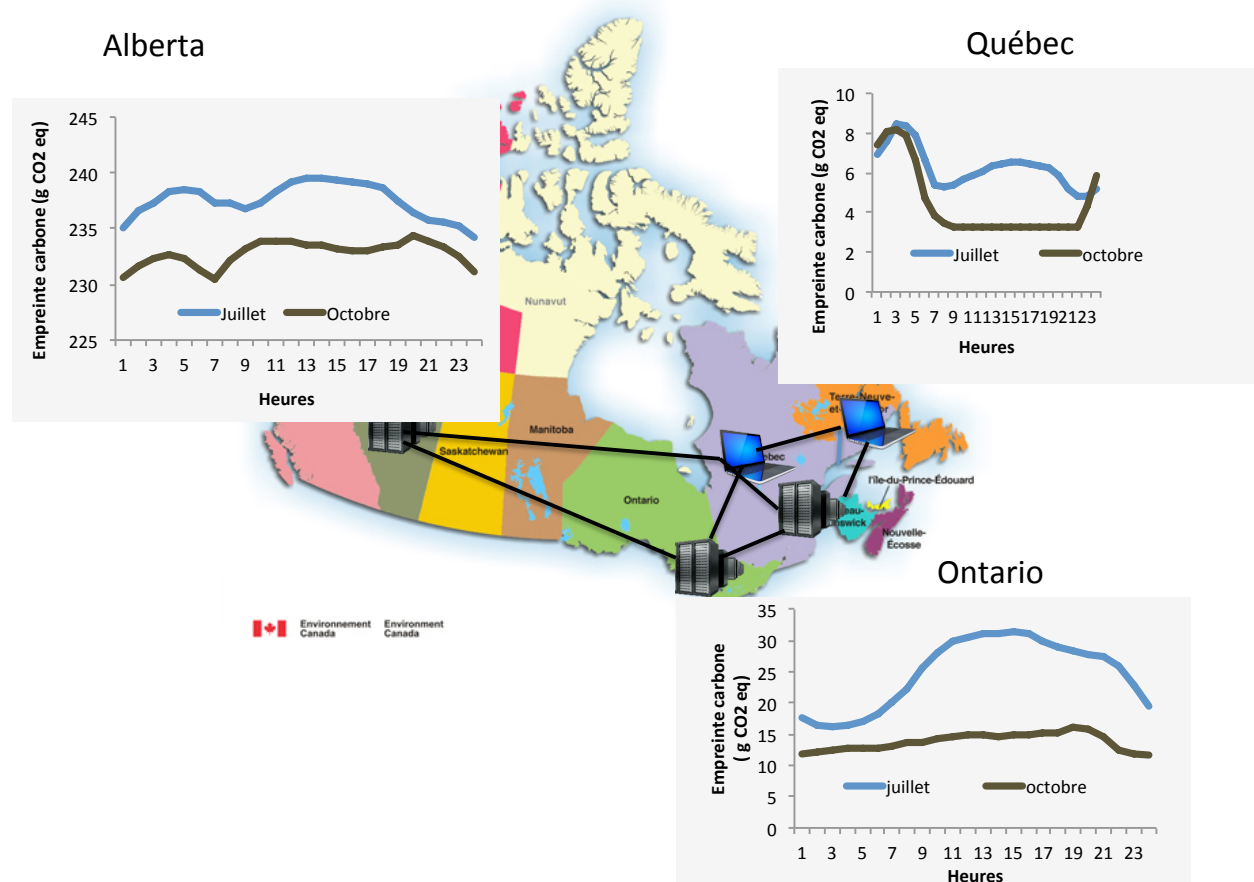


Figure 4-19 Étude de l'empreinte carbone d'une conversation internet pour différents mois, comparaison Ontario, Alberta et Québec (approche conséquentielle)

4.2.5 Approche prédictive du bouquet électrique québécois

L'ensemble des équations de corrélation est présenté à l'ANNEXE R. Un seul mois est présenté pour chaque interconnexion du Québec.

4.2.5.1 Interface avec la Nouvelle-Angleterre

L'interface avec la Nouvelle-Angleterre est caractéristique d'une forte exportation de la province québécoise. Le tableau 4-10 présente le résultat de corrélation de l'exportation d'électricité du Québec vers la Nouvelle-Angleterre du mois de décembre. La plupart des coefficients de corrélation (r^2) sont compris entre 0,70 et 0,80. Les mois de septembre, octobre et novembre ont les coefficients de corrélation les plus faibles allant de 0,67 à 0,48, illustrant sans doute la forte disparité des températures ainsi que la demande de ces mois de transition avant l'hiver, où les températures peuvent soit être clémentes (demande plus faible) soit commencer à être froides (demande plus élevée). Néanmoins, afin de juger de la supériorité du prix par rapport à la demande pour représenter le plus les variations des exportations électriques, les coefficients de linéarité doivent être normalisés, ils ne peuvent être comparés avec des unités différentes.

Tableau 4.10: Équation de corrélation de l'exportation relative à un mois de décembre entre le Québec et l'État de la Nouvelle-Angleterre

Mois	Décembre
Équation de corrélation	$Exportation_{QC \rightarrow NE}(h+1) = -510 - 0,096 * Demande(h) + 8,05 * Prix(h) + 30,0 * Température_{NE}(h)$
Coefficient de corrélation r^2	0,77

Afin d'évaluer la prépondérance de certains paramètres dans les équations, quelques-unes des équations pour la Nouvelle-Angleterre ont été normalisées. La norme utilisée est la norme euclidienne. Sa définition pour un vecteur x est $\sqrt{\sum x_i^2}$. L'étape de normalisation consiste à diviser chaque élément par sa norme de x (les éléments ici sont soit la température, le prix ou la demande).

Exemple d'équation normalisée pour le mois de décembre:

$$\text{Exportation QC} \rightarrow \text{NE} (h+1) =$$

$$- 33923 * \text{Demande}_{\text{normalisée}}(h) + 6569 * \text{Prix}_{\text{normalisé}}(h) + 3357 * \text{Température}_{\text{normalisée}}(h)$$

Le plus fort coefficient dans le cas du mois de décembre pour l'interface Québec/ Nouvelle-Angleterre est celui de la demande.

4.2.5.2 Interface avec l'Ontario

4.2.5.2.1 Corrélation des flux d'exportation d'électricité de la province du Québec vers l'Ontario

Comme le montrent les équations présentées au tableau 3.10 et dans l'ANNEXE S, les flux d'exportations de l'interface entre le Québec et l'Ontario sont largement corrélés avec des coefficients de corrélation compris entre 0,71 et 0,88. Le prix et la température sont des facteurs déterminants dans la mise en place des équations de corrélation des exportations du Québec vers l'Ontario.

Tableau 4.11: Équation de corrélation de l'exportation relative à un mois de décembre entre le Québec et l'Ontario

Mois	Décembre
Équation de corrélation	$\text{Exportation QC} \rightarrow \text{ON} (h+1) = 2034 - 0,16 * \text{Demande} (h) + 31,1 * \text{Température (ON)} (h) + 13,1 * \text{Prix} (h)$
Coefficient de corrélation r^2	0,87

4.2.5.2.2 Corrélation des flux d'importations d'électricité

L'importation d'électricité en provenance de l'Ontario est elle aussi largement corrélée, à l'exception du mois de décembre 2013 qui enregistre une très faible corrélation avec un r^2 de 0,35 (Tableau 4-12). Ceci s'explique sûrement par les conditions extrêmes de températures enregistrées au cours du mois de décembre. Les autres coefficients de corrélation sont de l'ordre de 0,8.

Tableau 4.12: Équation de corrélation de l'importation relative à un mois de décembre entre le Québec et l'Ontario

Mois	Décembre
Équation de corrélation	$Importation_{QC \leftarrow ON}(h+1) = 1725 - 0,075 * Demande + 35,3 * Température(ON) + 10,7 * Prix$
Coefficient de corrélation r^2	0,35

4.2.5.2.3 Validation des résultats sur un cas réel

Les équations d'importations et d'exportations du mois de novembre vont être testées sur un cas en temps réel. La figure 4-20 représente les valeurs en temps réel des échanges électriques des interconnexions de la province ontarienne (colonne *Flow*). Un signe négatif représente une importation en provenance du Québec et un signe positif une exportation vers le Québec. Le tableau 4-13 présente quant à lui les données à corréler de l'heure ($h = 14h$) ainsi que les données sommées d'importations et d'exportations en temps réel à l'heure ($h = 15h$).

Zone	MANITOBA				MANITOBA SK			MICHIGAN				MINNESOTA				NEW-YORK				PQ.AT				PQ.B5D.B31L				PQ.D4Z				PQ.D5A				PQ.H4Z				PQ.H9A				PQ.P33C				PQ.Q4C				PQ.X2Y			
Hour	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow	Imp	Exp	Flow													
1	100	130	20	0	0	6	0	1173	1100	0	30	34	0	760	896	59	463	408	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	94	93	0	0	0													
2	100	81	-18	0	0	6	0	1188	1128	0	76	77	0	860	969	50	463	410	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	94	93	0	0	0													
3	100	79	-24	0	0	6	0	1057	1004	0	69	71	0	900	939	50	496	448	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	94	93	0	0	0											
4	0	0	-6	0	0	6	0	1065	983	0	66	70	0	805	865	0	509	507	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	94	92	0	0	0											
5	0	0	6	0	0	6	0	1067	1036	0	71	75	0	900	901	0	489	489	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	94	92	0	0	0												
6	0	0	11	0	0	6	0	1060	1024	0	66	69	0	900	861	9	509	498	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	0	94	92	0	0	0												
7	0	35	35	0	0	6	0	660	843	0	50	56	0	682	494	9	463	444	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	94	92	0	0	0												
8	0	0	8	0	0	7	0	775	738	0	25	34	0	450	492	9	103	99	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	94	92	0	0	0												
9	0	0	11	0	0	7	0	950	856	0	0	11	39	791	819	259	103	-140	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	4	0	0	0	0	0	1	0	94	90	0	0	0													
10	0	45	43	0	0	6	0	900	787	0	0	1	0	730	885	110	103	-37	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	94	89	0	0	0												
11	0	0	20	0	0	6	0	1044	718	0	3	4	0	460	788	50	103	45	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	94	89	0	0	0												
12	0	77	65	0	0	6	0	853	646	0	25	19	0	510	724	550	103	-444	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-3	0	0	0	0	0	0	0	0	94	89	0	0	0												
13	0	77	70	0	0	5	0	1175	771	0	25	24	0	510	879	559	103	-454	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	1	0	94	89	0	0	0													
14	0	0	5	0	0	5	0	766	1025	0	78	76	35	560	770	553	100	-453	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	0	0	1	0	94	89	0	0	0													
15	0	45	48	0	0	5	0	1200	1258	0	33	31	20	500	351	453	100	-354	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-2	0	0	0	108	0	-99	0	94	88	0	0	0													
16	0	0	-9	0	0	5	0	886	1313	0	80	76	50	610	124	453	100	-356	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	108	0	-104	0	94	87	0	0	0													

Figure 4-20 Données d'importations et d'exportations des interconnexions de l'Ontario (source : http://reports.ieso.ca/public/IntertieScheduleFlow/PUB_IntertieScheduleFlow.xml)

Tableau 4.13: Données récupérées en temps réel pour la vérification des équations de corrélation entre l'Ontario et le Québec

Date	27 Novembre 2014
14 h	Température= -3°C, Demande= 17641 MW, Prix = 32,31 \$/ MWh (source : http://www.ieso.ca/Pages/Power-Data/default.aspx#demand et http://www.meteomedia.com/)
15 h	Importation = 87 MW Exportation = -366 MW

Équation de corrélation du mois de novembre :

$$\text{Importation QC} \leftarrow \text{ON} = 1413 - 0,089 * \text{Demande} + 9,47 * \text{Température (ON)} + 8,58 * \text{Prix} \quad (r^2 = 0,72)$$

$$\text{Exportation QC} \rightarrow \text{ON} = 2555 - 0,198 * \text{Demande} + 8,88 * \text{Température (ON)} + 13,6 * \text{Prix} \quad (r^2 = 0,86)$$

Résultats de la corrélation appliquée en temps réel :

$$\text{Importation} = 81 \text{ MW}$$

$$\text{Exportation} = -533 \text{ MW}$$

Les résultats de la corrélation permettent de bien approcher la valeur des importations à l'heure 15 à partir des données à l'heure 14 de températures, prix et demande obtenus en temps réel. Cependant les exportations obtenues par le modèle sont nettement supérieures à celles obtenues en temps réel (erreur de 30%).

4.2.5.3 Interface avec Le Nouveau-Brunswick

Le Nouveau-Brunswick est dans l'ensemble bien corrélé avec des coefficients de corrélation avoisinant 0,7 à l'exception des mois de février et de juin qui ont un coefficient de

corrélation assez modéré, 0,35 et 0,45. Une équation type pour le mois de décembre est illustrée au tableau 4.14.

Tableau 4.14: Équation de corrélation de l'exportation relative à un mois de décembre entre le Québec et la province du Nouveau-Brunswick

Mois	Décembre
Équation de corrélation	$Exportations_{QC \rightarrow NB}(h+1) = -268 + 0,553 * Demande + 13,8 * Température(NB) - 3,59 * Prix$
Coefficient de corrélation r^2	0,79

4.2.5.4 Interface avec New York

La plupart des corrélations répondent à un coefficient de corrélation supérieur à 0,6, illustration au tableau 4-15. Néanmoins, la corrélation des mois de janvier, octobre et novembre aout sont faibles avec des coefficients de corrélation de 0,34 à 0,44. Ceci peut sans doute s'expliquer par les grandes variations de température des mois d'automne et les températures extrêmes pouvant être rencontrées en hiver.

Tableau 4.15: Équation de corrélation de l'exportation relative à un mois décembre entre le Québec et l'État de New York

Mois	Décembre
Équation de corrélation	$Exportation_{QC \rightarrow NY}(h+1) = -971 + 16,6 * Prix(h) - 21,7 * Température(NY) - 0,096 Demande NY$
Coefficient de corrélation r^2	0,64

L'approche prédictive permet de poser une première base d'extrapolation des importations et exportations à l'heure (h+1) en fonction de données spécifiques de températures, demande et prix à l'heure (h). Cette approche peut être adaptée pour rajouter de la valeur à la migration d'un service de type « *Cloud Computing* » afin d'anticiper les migrations de la charge de travail d'un centre de données à l'autre. Les modèles prédictifs pour le très court terme sont

une aide à la décision permettant de faire un choix avisé en fonction des conditions météorologiques, de l'état du réseau et des conditions de marché.

4.2.6 Mise en place des autres impacts de la catégorie dommage

L'ACV permet de calculer les impacts d'un service selon plusieurs catégories d'impacts environnementaux. Les provinces sont comparées dans cette section suivant les différentes catégories dommages pour une journée type d'un mois suivant les deux approches des flux d'importations et d'exportations (attributionnelle et conséquentielle). La comparaison pour quelques autres mois d'avril 2013 à décembre 2013 est présentée à l'ANNEXE T. L'ensemble des impacts des catégories dommages du mois de juin via les deux modélisations de flux échangés est présenté aux figures 4-21 et 4-22.

La production de 1 kWh d'électricité suivant une approche conséquentielle ou attributionnelle, en Alberta, est pour trois catégories d'impacts (Santé humaine, écosystème et réchauffement climatique) plus dommageable que la production de 1 kWh en Ontario et au Québec, quelle que soit l'heure de la journée type du mois représentée. Néanmoins, la production de 1 kWh chaque heure est tout aussi impactante en Ontario qu'en Alberta en matière de ressources.

Malgré les faibles impacts de la province du Québec pour l'ensemble des catégories dommages, l'impact potentiel de 1 kWh d'électricité sur les écosystèmes est équivalent entre l'Ontario et le Québec suivant une approche attributionnelle des flux d'importations et d'exportations.

De plus, on remarque que l'approche conséquentielle des flux électriques échangés augmente la répartition dans le temps des impacts potentiels du Québec pour les quatre catégories d'impacts. La production de 1 kWh au Québec est plus impactante qu'en Ontario, pour les catégories qualité des écosystèmes et réchauffement climatique pour certaines heures du mois suivant une approche marginale des flux échangés.

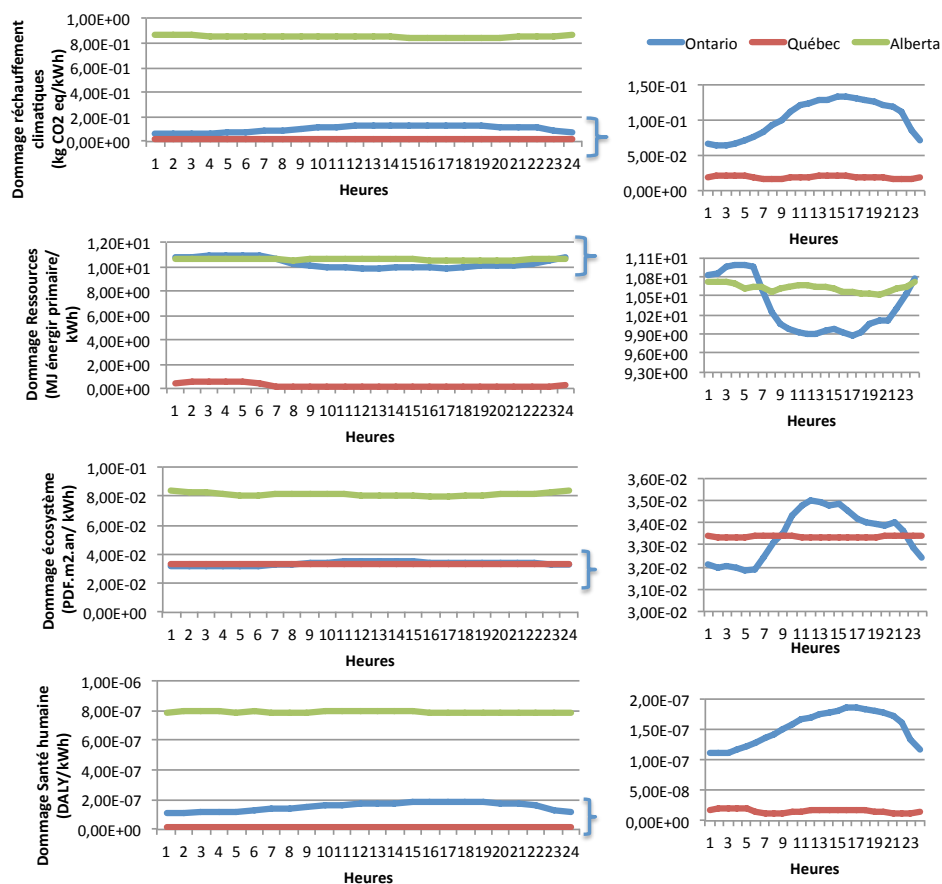


Figure 4-21 Analyse des facteurs d'émissions environnementaux de la production horaire de 1 kWh d'électricité pour le mois de juin-2013, Alberta, Ontario et Québec (approche attributionnelle)

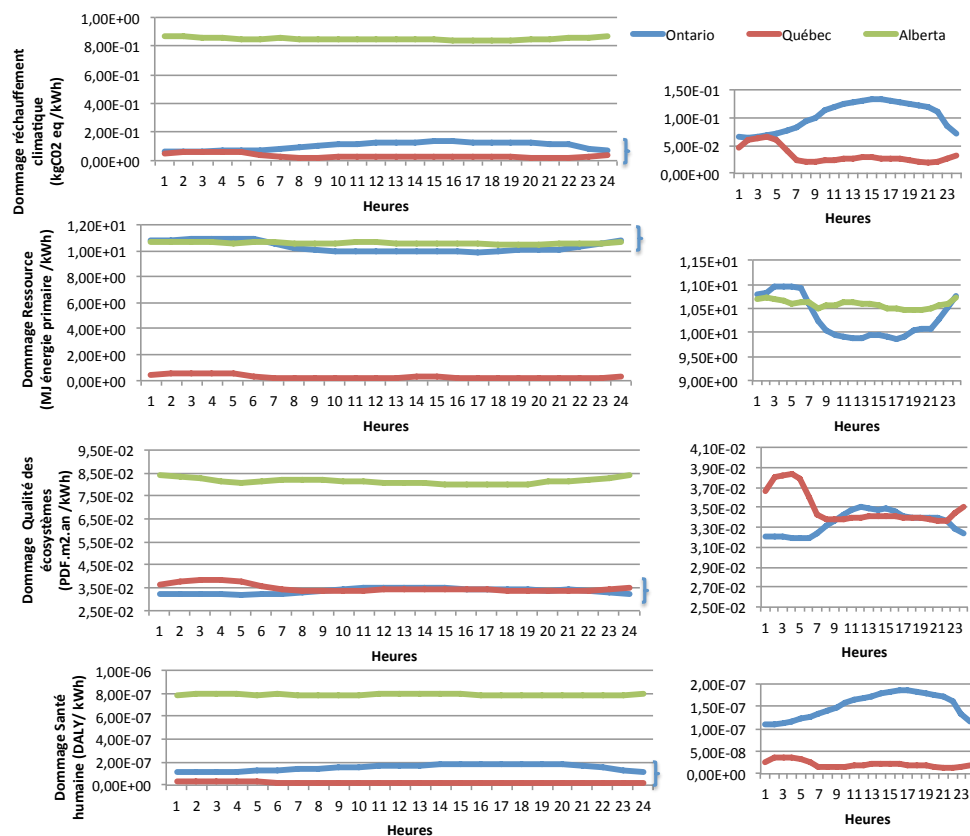


Figure 4-22 Analyse des impacts environnementaux de la production horaire d'1kWh d'électricité pour le mois de juin-2013, Alberta, Ontario et Québec (approche conséquentielle)

Si on regarde plus en détail les bénéfices d'adopter un modèle temporel sur une année pour décrire les impacts environnementaux d'un système dynamique tel qu'un centre de données : pour un centre de données de 1 MW de puissance maximale, les impacts sont pour l'ensemble des catégories d'impacts sous-estimés par une approche conventionnelle (tableau 4.16).

Tableau 4.16: Comparaison des impacts potentiels annuels de la consommation d'un centre de données avec l'approche historique temporelle versus l'approche conventionnelle, Ontario 2013

Provinces	Ontario
Modèle historique de type M1	Santé humaine = $9,20 * 10^{-1}$ (DALY) Qualité des écosystèmes = $1,70 * 10^5$ (PDF.m ² .an) Ressources = $5,70 * 10^7$ (MJ primaire) Empreinte carbone = $5,74 * 10^5$ (kgCO ₂ eq)
Modèle conventionnel de type M1	Santé humaine = $8,97 * 10^{-1}$ (DALY) Qualité des écosystèmes = $1,77 * 10^5$ (PDF.m ² .an) Ressources = $6,00 * 10^7$ (MJ primaire) Empreinte carbone = $5,54 * 10^5$ (kg CO ₂ eq)

Pour conclure, le modèle conventionnel ne permet pas de comptabiliser correctement les émissions d'un système dynamique, mais suivant la dynamique du modèle étudié la différentielle des impacts peut être relativement importante.

CHAPITRE 5 DISCUSSION

5.1 Discussion des résultats de la modélisation temporelle des impacts de la distribution d'électricité en ACV

Lors de la revue de littérature, la problématique de l'agrégation temporelle des flux de distribution d'électricité dans la phase d'inventaire en ACV a été soulevée. L'étude de la variabilité des systèmes de production d'électricité dans un contexte canadien permet d'illustrer la méthodologie mise en place. Cette section discute comment et dans quelles mesures les travaux développés dans ce mémoire ont permis de répondre à cette problématique, ainsi que les différentes contraintes apportées lors de la mise en place du modèle temporel.

5.1.1 Retour sur les objectifs de la recherche

L'objectif principal de ce mémoire est de proposer un nouveau cadre méthodologique afin de modéliser les variations temporelles des flux d'inventaires électriques liés à la consommation variable d'un bien ou d'un service. Un inventaire dynamique pour la production de l'électricité (incluant l'électricité importée et exportée) a été mis en place pour trois provinces : Alberta, Ontario et Québec et illustré par une étude de cas fictive de GSTC. Les bouquets électriques temporels permettent de modéliser les impacts environnementaux associés aux changements majeurs dans le temps des technologies de production électriques au cours du temps répondant à la demande électrique. Par l'approche dynamique, il a été montré tout au long du chapitre 3 que les résultats obtenus sont sensiblement améliorés par rapport à l'approche conventionnelle, utilisant des données moyennes. L'approche temporelle développée permet ainsi la désagrégation des flux électriques lors de la phase d'inventaire, offrant un calcul plus rigoureux des impacts induits par la consommation d'électricité en fonction des heures de la journée, du mois ou de la saison. Le cadre méthodologique des flux d'inventaire temporalisés est détaillé pour une vision rétrospective des impacts, sur la base d'une journée type pour chaque mois. L'approche temporelle doit cependant être adaptée aux besoins des études en fonction des variations électriques observées au sein du ou des processus étudiés.

Au travers de l'approche temporelle de l'inventaire dans l'ACV, les impacts associés à la consommation électrique variable de différentes mises en situation d'un service de TIC, le GSTC

au Canada, ont pu être mis en place. C'est ainsi que l'on répond au deuxième volet de la problématique propre à l'optimisation potentielle d'un service de type GSTC.

5.1.2 Contributions scientifiques

5.1.2.1 L'amélioration de la modélisation des bouquets électriques dans un contexte canadien

La première contribution de ce mémoire réside dans l'élaboration de bouquets électriques horaires dynamiques permettant de raffiner les parts de chaque technologie de production d'électricité avec un pas de temps horaire. L'étude des variations horaires des parts de chaque technologie électrique au cours de la journée, du mois, de la saison permet d'augmenter la précision des données d'inventaire pour la production d'électricité en fonction du besoin propre à l'étude.

De plus, les bouquets électriques développés tout au long de la méthodologie autour de trois provinces canadiennes tiennent compte des échanges d'électricité (importations, exportations) avec les provinces et États voisins. Marriott et al ont montré l'importance des importations dans les bouquets électriques (Marriott & Matthews, 2005). Afin d'augmenter la précision du modèle, les parts exportées d'électricité sont elles aussi prises en compte dans le modèle temporel. L'incorporation des échanges permet de fournir un modèle de bouquets électriques plus représentatif de la réalité.

Dans le contexte de l'étude de cas, les données précises de production (et d'échanges) d'électricité ont été collectées pour trois provinces (et leurs régions voisines) : Alberta, Ontario et Québec auxquelles s'ajoutent les interconnexions électriques. Les données collectées peuvent être de deux types : des données rétrospectives (historiques) et des données en temps réel. Ces travaux ont donc permis de fournir une liste exhaustive, des sites d'opérateurs d'électricité en fonction des provinces ainsi que le type de données fournies. L'ensemble de cette recherche fournit un outil propre aux trois provinces sélectionnées, mais la méthodologie peut être étendue à d'autres zones géographiques sous réserve d'accès aux données. Il est important d'insister sur le travail rigoureux de collecte de données qui est l'étape déterminante de la méthodologie et de son application à un contexte donné. Adapter le pas de temps du bouquet électrique en fonction de la problématique permet d'améliorer les données d'inventaire liées aux technologies de production

d'électricité et répondre plus justement à l'expertise environnementale visée. Par ailleurs, il est à noter que la méthode peut servir aussi bien à modéliser une consommation d'électricité passée qu'une consommation en temps réel.

5.1.2.2 Les apports du modèle temporel de distribution de l'électricité à la méthode ACV

L'approche utilisée actuellement en ACV pour modéliser les impacts de l'électricité utilise des bouquets électriques moyens annuels comme cela est préconisé dans les principaux standards d'ACV tels que les normes ISO, la PAS 2050 ou encore le « GHG Protocol » (WBCSD & WRI, 2011). Au-delà des standards, dans la plupart des études comme dans les travaux menés par Marriott et al une année est utilisée à défaut pour représenter le bouquet électrique propre à l'étude (Marriott et al., 2010). Le manque de détails temporels de certains flux électriques intervenant lors de l'ACV vient fausser les conclusions de l'étude comme il est largement souligné par les mêmes auteurs conscients de l'incertitude de leurs résultats suite à cette simplification. Il n'est certes pas nécessaire d'évaluer l'ensemble des étapes du cycle de vie de façon temporelle. Dans notre cas, seuls les facteurs d'émissions de la phase d'utilisation sont nécessaires, car l'objectif de l'étude est de quantifier uniquement les émissions de la consommation variable d'électricité durant la phase d'utilisation du GSTC. L'approche conventionnelle ne permet pas de tenir compte des changements des parts des différentes technologies électriques répondant à la demande variable. L'aspect temporel des flux d'inventaire liés à la distribution d'électricité est encore très absent dans la littérature en ACV.

Une autre problématique de l'ACV conventionnelle est induite par le choix souvent arbitraire de la délimitation géographique des bouquets électriques, simplifiant grandement la complexité de la production électrique. Il est assurément très compliqué de choisir un territoire sur lequel est produite l'électricité, car il est vrai que les systèmes électriques sont dans leur ensemble très étendus et interconnectés. La problématique des territoires est minimisée au Canada, qui a la particularité d'être scindé en provinces gérant de façon quasi autonome leur production d'électricité. Cette problématique est davantage traitée en ACV, notamment avec la mise sur le marché des voitures électriques où les bouquets électriques utilisés lors de la phase d'utilisation en ACV jouent un rôle primordial dans les conclusions des analyses (Faria et al., 2013).

De ce fait, l'approche temporelle de la phase d'inventaire des flux électriques en ACV permet de résoudre ces deux problématiques en proposant un bouquet électrique temporel, provincial et intégrant les principales interconnexions d'échanges électriques. On peut d'ailleurs s'interroger sur la validité des résultats de certaines études de systèmes dynamiques tels que les empreintes carbone énoncées dans plusieurs études menées sur les TIC qui utilisent ni une régionalisation des bouquets électriques, ni une temporalité de ceux-ci. De ce fait, les TIC sont-ils réellement responsables de 2 % des émissions de GES comme énoncé dans une étude comme celle de Gartner et al ou la valeur est-elle sous-estimée et les dégâts environnementaux encore plus imminents (Gartner, 2005). Dans notre étude de cas, les émissions de GES sont sous-estimées en grande partie pour la province du Québec par la méthode usuelle de calcul telle que proposée par le GHG protocole et les normes ISO. À l'inverse, pour l'Alberta le modèle conventionnel a tendance à surévaluer les impacts sur une année.

L'approche temporelle proposée fournit une meilleure représentation de la réalité des contributions de chaque technologie électrique produite, importée ou exportée. De façon plus spécifique, le modèle temporel de distribution de l'électricité permet de venir ajuster les impacts potentiels engendrés par la consommation d'électricité au Québec. En effet le Québec bénéficie de sources de production majoritairement renouvelables, l'incorporation des importations et exportations permet de prendre en compte les parts de chaque technologie électrique réellement impliquées dans la consommation d'électricité du Québec. L'électricité importée par la province est souvent plus préjudiciable pour l'environnement que celle produite au Québec. À l'opposé, des provinces comme l'Alberta produisant essentiellement de l'électricité à partir de charbon ont dans l'ensemble un bouquet électrique quelque peu bonifié grâce aux importations généralement moins dommageables que la production locale.

Grâce à l'approche temporelle des flux électriques, la phase d'inventaire de l'ACV est améliorée sur les phases du cycle de vie où l'utilisation de l'électricité nécessite une plus grande résolution temporelle. Les profils temporels électriques incorporés à la phase d'inventaire de l'ACV ont permis de mettre en place une série de facteurs d'émissions dynamique par kilowattheure consommé au Québec, en Ontario et en Alberta.

5.1.2.3 L'apport de l'approche temporelle sur la modélisation des impacts d'un service de « *Cloud Computing* » en ACV

Le « *Cloud Computing* » est l'exemple idéal d'un système dynamique de par sa consommation d'électricité variable au cours du temps, mais aussi de par la migration de la charge de travail d'un centre de données à l'autre (afin de réduire son impact sur l'environnement dans le cas du GSTC). Le deuxième point s'appuie directement sur la variation des bouquets électriques entre un centre de données et un autre. Néanmoins, beaucoup d'études vantent les gains environnementaux du passage au « *Cloud Computing* », sans adapter les outils de calculs des impacts environnementaux à la problématique dynamique du service. On retrouve la mise en avant environnementale du service de « *Cloud Computing* » chez les grands groupes de TIC comme Microsoft, mais aussi des publications d'ordre scientifique qui n'adaptent pas pour autant leurs outils de calcul à la variabilité du système (Garg et al., 2011; Thomond, February 2013). Garg et ses coauteurs insistent néanmoins sur un besoin précis de savoir si le centre de données est implanté dans une zone géographique favorable en terme de bouquets électriques. Néanmoins, il demeure nécessaire d'optimiser le service de « *Cloud Computing* » avec un outil adapté de calculs des impacts environnementaux dans le temps.

La désagrégation des flux d'inventaires de l'électricité en ACV permet de modéliser les impacts potentiels de façon plus précise et de considérer à toute heure l'impact environnemental de la consommation électrique. Les modèles temporels rétrospectifs sur des journées types de chaque mois, mis en place tout au long de ces travaux, permettent d'évaluer les gains de la méthode temporelle face à l'approche conventionnelle. Idéalement le service de « *Cloud Computing* » doit être optimisé à partir de bouquets électriques en temps réel ce qui devrait garantir un service optimal s'inscrivant dans une réelle dynamique de développement durable.

De plus, l'utilisation d'un modèle temporel des flux électriques en ACV afin d'analyser et d'optimiser des systèmes tels que le « *Cloud-Computing* » prend tout son sens, car l'ACV permet de fournir plusieurs catégories d'impacts environnementaux et pas seulement les émissions de GES. En effet, beaucoup d'études sur les TIC et conjointement les services de « *Cloud Computing* » évaluent leurs services en terme d'empreinte carbone uniquement. L'optimisation de l'empreinte carbone au détriment des autres impacts potentiels de l'environnement comme la santé humaine, la qualité des écosystèmes ou encore l'utilisation des ressources non

renouvelables est une approche erronée de la problématique environnementale. Mariott et al soulignent l'importance des autres impacts par exemple altération des écosystèmes par l'électricité hydroélectrique ou encore les déchets radioactifs de la technologie nucléaire (Marriott et al., 2010). L'ACV permet d'élargir la sphère de protection de l'environnement en analysant une série de catégories d'impacts. L'accès aux autres catégories d'impacts permet une prise de décision plus éclairée que la seule considération des émissions de GES. En effet, un système doit être évalué avec une vision complète des impacts afin d'éviter le déplacement des dommages vers d'autres catégories d'impacts ou étapes du cycle de vie.

L'approche temporelle proposée a permis d'améliorer la modélisation des différents impacts environnementaux, mais aussi d'améliorer la prise de décision lors de l'optimisation de services mobiles. L'approche temporelle fournit aussi l'accès aux données d'importations et exportations ce qui permet de visualiser les changements successifs dans la production, mais aussi les échanges avec les provinces.

5.1.3 Évaluation de la robustesse des résultats

La robustesse du modèle temporel est en partie due à la qualité des données recueillies sur des sites gouvernementaux des opérateurs des systèmes électriques de chaque province ciblée, avec une précision horaire. Le modèle temporel développé est une simplification des données historiques de production, d'importation et d'exportation, mais conserve un pas de temps démonstratif des variations électriques voulant être observées. Néanmoins certaines hypothèses faites aux modèles temporels peuvent être critiquables et venir altérer la robustesse des résultats.

5.1.3.1 Le choix du scénario d'importation et d'exportation

Le choix du scénario régissant les importations et les exportations est quant à lui discutable. L'approche attributionnelle des flux échangés se défend par une approche égalitaire c'est à dire où les quantités échangées ne dépendent pas des prix du marché ni même des particularités spécifiques à chaque technologie, toutes les technologies de production électrique répondent aux échanges au même titre. Cette approche s'oppose aux travaux de Ben Amor qui ciblent les échanges sur les technologies marginales plus à même de répondre rapidement à la demande à un moindre coût (Amor, 2011). L'approche conséquentielle de ce mémoire s'appuie sur les travaux de Ben Amor et considère les flux échangés comme indexés au changement de la

demande et au prix du marché. Les deux approches changent considérablement les résultats notamment pour une province comme le Québec qui soit :

- (1) Importe essentiellement de l'Ontario du charbon (ou gaz naturel à partir de janvier 2014) et exporte que de l'hydroélectricité

ou

- (2) importe essentiellement de l'Ontario du nucléaire (part majoritaire dans le bouquet électrique de l'Ontario) plus une faible part de gaz naturel et exporte majoritairement l'hydroélectricité, mais aussi un peu d'éolien et de gaz naturel

Pour une consommation de 1 kW toutes les heures pour une année l'approche (1) donne un impact de 8,6 kg CO₂ eq contre 5,8 kg CO₂ eq pour l'approche (2). Le Québec est, avec l'approche conséquentielle, responsable d'une plus grande quantité d'impacts sur le réchauffement climatique qu'avec l'approche attributionnelle. L'approche conséquentielle permet de changer les conclusions de l'optimisation de l'empreinte carbone du service de « *Cloud Computing* » en venant mettre au coude à coude l'Ontario et le Québec pour certaines heures des journées types des mois.

Les résultats d'une approche conséquentielle ou attributionnelle peuvent être très différents. Une telle observation avait déjà été faite par de nombreuses études, mais elle est particulièrement vraie dans le domaine énergétique où la différence d'impact entre les technologies productrices d'électricité peut varier d'un facteur mille (Marriott et al., 2010).

5.1.3.2 L'identification des technologies marginales

De plus l'identification des technologies marginales est elle aussi discutable. Seuls les opérateurs des systèmes électriques disposent des informations exactes (données généralement non publiques) sur quelles technologies jouent le rôle de technologies marginales et intervient dans les échanges. Les interconnexions de la province de Québec s'appuient sur l'identification des technologies marginales initiées selon les cinq critères de Weidema et validées suivant les travaux de Ben Amor, qui propose une validation suivant trois approches (graphique, par analyse de corrélation entre la production horaire totale et le prix et normalisation) (Amor, 2011; Weidema, 2003). La province de l'Ontario et les provinces échangeant avec elle sont les plus

touchées par l'incertitude des technologies marginales dans le développement des modèles temporels d'ACV. Malgré le choix adapté du charbon comme technologie marginale (démonstré par les travaux de Ben Amor), d'autres technologies marginales peuvent affecter la demande même si c'est de façon moindre. Le choix de la source marginale peut avoir une influence significative sur le bouquet électrique du Québec. En effet, malgré la faible part de charbon dans le bouquet global de la province ontarienne, le charbon a été choisi comme technologie marginale à hauteur de 100 %. L'incertitude autour du cas du charbon comme seule électricité marginale de la province de l'Ontario est d'autant plus critiquable du fait de l'arrêt subitement des centrales au charbon en janvier 2014. Il est donc important de mettre à jour les modèles temporels rétrospectifs d'évaluation des technologies marginales qui influent considérablement les conclusions des études de la distribution des flux électriques. Néanmoins, les résultats rétrospectifs vont permettre de fournir une première idée de la dynamique de l'électricité au cours des heures pour différents mois.

Les interconnexions des provinces de l'Ontario et de l'Alberta sont, quant à elles, traitées suivant le critère cinq de Weidema, c'est-à-dire considérant l'identification des technologies les plus à même de répondre au changement. Il s'agit donc d'une approche simplifiée des technologies marginales régissant les échanges électriques de ces deux provinces.

De plus, les travaux de thèse de Ben Amor montrent qu'en tenant compte de la dynamique des technologies marginales il est possible de raffiner l'évaluation des impacts environnementaux (Amor, 2011). Il apparaît donc que le choix de traiter les unités marginales de façon stationnaire est pour le moins discutable compte tenu de l'incertitude dynamique d'alternance des technologies marginales. Idéalement il pourrait être intéressant de traiter l'ensemble des flux d'importations et exportations de manière dynamique à la fois pour l'approche attributionnelle et conséquentielle.

5.1.3.3 Reproductibilité des résultats

Les résultats développés tout au long de ces travaux dépendent fortement du pas de temps choisi ainsi que de l'année étudiée. Le modèle temporel rétrospectif ne permet pas de transposer une année à l'autre, il est donc important d'étudier chaque année comme un système distinct. Les pas de temps choisis tout au long de cette étude ont été développés à des fins illustratives. Il est important d'insister sur le fait que l'échelle de temps choisie pour l'étude des bouquets

électriques doit être adaptée en fonction des besoins de l'étude. À fortiori, l'échelle de temps doit être validée afin de couvrir de façon optimale les variations électriques tout en simplifiant les banques de données historiques et permettant de répondre à la problématique dynamique de l'étude. Pour un service de « *Cloud Computing* », il serait judicieux, à terme, de développer un calcul de l'impact indexé sur des données électriques en temps réel.

De plus, le choix d'une journée type du mois pour représenter l'ensemble des parts électriques composant le bouquet électrique horaire est très contestable pour les technologies du charbon et de l'éolien. Même s'il est notable que l'approche temporelle soit bénéfique pour les autres technologies de production d'électricité, le cas du charbon amène la question de l'incertitude pour le modèle temporel proposé. Le charbon enregistre de forts écarts types par rapport à la moyenne horaire proposée pour le mois, notamment lors des heures de pointe. Raffiner le modèle pour les technologies de production d'électricité telles que le charbon ou encore l'éolien qui ont une plus grande variabilité peut être une piste d'amélioration intéressante. Par exemple, proposer un modèle basé pour les heures de pointe, heures creuses afin de couvrir davantage les variations de l'utilisation du charbon. Le cas de l'éolien est un peu plus complexe, car l'éolien dépend des conditions de vents n'obéissant à aucune logique horaire prédéfinie. L'approche temporelle peut être couplée avec des modèles plus précis de prévision (intelligence artificielle, réseau de neurones ou encore modèle statistique) spécifiques au système éolien comme ceux proposés dans les travaux de Lei et al (Lei et al., 2009).

La forte variabilité du charbon et de l'éolien est une limite au modèle temporel utilisé dans le cas du GSTC.

5.1.3.4 Les limites de la prise de décision offerte par le modèle temporel

Par ailleurs, la mise en place de modèles temporels de distribution de l'électricité proposée dans le cadre de ce projet de recherche est un premier pas à la différenciation temporelle des flux de la phase d'inventaire en ACV. L'idée de l'optimisation d'une action ponctuelle par exemple en fonction du moment de la journée est nettement améliorée grâce au modèle temporel, mais l'optimisation est limitée lorsque la demande globale augmente. En effet, si chaque système optimise sa consommation pour les heures les moins impactantes, la demande pour ces heures va considérablement augmenter, nécessitant la mise en marche de nouvelles unités de production d'électricité. L'optimisation suivant le modèle temporel demande une coordination des politiques

environnementales afin de créer un ensemble de services optimisés collectivement. Il serait intéressant de regarder les capacités de chaque unité de production d'électricité et d'évaluer lors des heures les moins impactantes la marge de manœuvre des technologies plus respectueuses de l'environnement à répondre à la demande supplémentaire sans demander l'allumage des technologies marginales comme le charbon ou encore le gaz naturel qui viendrait détruire les bénéfices de l'optimisation. L'idée est en quelque sorte de lisser la courbe de la demande en optimisant la demande en fonction des capacités maximales des technologies de production de l'électricité moins polluantes (concept des réseaux intelligents « smart-grid »). Par ailleurs, une étude conséquentielle des technologies de production, complémentaire à l'approche développée, peut être un choix judicieux afin d'étudier l'impact réel d'un changement de la demande en fonction des comportements individuels des utilisateurs.

5.1.4 Perspective d'utilisation des résultats

La systématisation de l'approche temporelle au sein de l'ACV reste utopique, car elle demanderait une collecte fastidieuse de données rétrospectives et en temps réel. L'évaluation environnementale de certains processus par une approche temporelle des flux d'électricité peut être un choix judicieux pour des systèmes dynamiques afin d'affiner le calcul des impacts. Quelques exemples de systèmes dynamiques et applications possibles vont être présentés dans la suite de cette section.

5.1.4.1 Utilisation interne à l'ACV

L'étude menée pour trois provinces canadiennes peut être étendue à d'autres zones géographiques à d'autres problématiques d'utilisation variable de l'électricité comme l'étude de la consommation en électricité des ménages ou encore pour le calcul d'impacts de la consommation électrique d'une station balnéaire ne fonctionnant que sur une période restreinte de l'année.

De plus, l'ensemble des données collectées et sites répertoriés tout au long de ces travaux peut servir de base à l'élaboration de données d'inventaires plus précises, régionalisées lors de la mise en place de bases de données de type ecoinvent.

5.1.4.2 Systèmes intelligents et tarifications dynamiques

5.1.4.2.1 *Utilisation intelligente de biens et de services à consommation variable*

Plusieurs de nos habitudes quotidiennes et hebdomadaires peuvent être réfléchies en fonction des divers impacts environnementaux réels à un instant précis. Il existe une idée similaire de tarification dynamique déjà mise en place en France par EDF, qui s'appuie sur la notion d'heures pleines et d'heures creuses. Les heures sont ainsi différenciées en fonction du prix de l'électricité selon l'heure de la journée afin de refléter les coûts de production de l'électricité. La connaissance en temps réel du bouquet électrique peut permettre d'optimiser un ensemble de services en fonction des impacts environnementaux, comme par exemple mettre en marche un système de lavage du linge, ou encore le téléchargement d'un film sur le même principe que la dynamique des prix.

La société vit de plus en plus connectée et on pourrait imaginer la mise en place d'indicateurs environnementaux indexés à la consommation électrique réelle en fonction du bouquet électrique correspondant au moment de la consommation. Les opérateurs des systèmes électriques pourraient de ce fait, avec une modélisation dynamique des impacts environnementaux, inciter la clientèle à utiliser l'électricité d'une manière plus respectueuse de l'environnement.

5.1.4.2.2 « *Smart-grid* »

Les « Smart-grid », communément appelés réseaux intelligents en français, utilisent un ensemble de technologies informatiques de manière à optimiser l'ensemble des systèmes de production, distribution et de demande électrique afin de fournir un service plus durable. Le modèle « Smart-grid » permet, entre autres, de lisser la consommation aux heures de pointe en répartissant de manière intelligente les diverses demandes et ainsi réduire l'utilisation des technologies marginales. Un modèle temporel des impacts via la méthode d'ACV peut permettre de rajouter une composante environnementale aux systèmes, en éclairant le choix de sur la source à allumer pour répondre à la demande.

5.1.4.2.3 *Taxe carbone*

L'idée de taxe carbone est une notion souvent évoquée lors des conférences sur la protection du climat, beaucoup d'initiatives nationales optent pour la mise en place d'une alternative visant à l'évaluation monétaire des impacts (Carbon Tax Center, 2014). Cette taxe a pour mission de faire payer les pollueurs proportionnellement à leurs émissions.

Plus spécifiquement à l'étude de cas d'un service de « *Cloud Computing* », les travaux menés par F. Farrahi Moghaddam et al, proposent un prémices à la taxe carbone dans un contexte de service de « *Cloud Computing* » par (Moghaddam et al., 2012). L'idée étant de faire payer l'utilisateur final en fonction de l'impact de la consommation électrique du service de TIC rendu via le « *Cloud Computing* ». Les travaux s'appuient sur la dynamique de consommation électrique des centres de données, mais ne considèrent pas la variation des bouquets électriques répondant à la demande électrique des centres de données. Grâce à la connaissance précise de l'empreinte carbone, calculée par le modèle temporel développé dans un cadre d'ACV, les services tels que les TIC désireux de mettre en place une taxation du carbone pourront ajuster le prix en fonction d'une empreinte carbone plus précise. Le tarif progressif de la taxe carbone peut être pensé pour inciter les consommateurs à un usage réfléchi des services comme les services de TIC. Certaines gouvernances par exemple la Hongrie considèrent rendre payant les services d'internet en fonction de l'utilisation de la consommation du service rendu.

5.2 Discussion des résultats autour du modèle prédictif

Après une étude temporelle de l'inventaire des flux électriques en ACV, à partir de données rétrospectives et en temps réel, la deuxième problématique vise à fournir une réflexion sur une approche prospective des bouquets électriques pour la province du Québec. L'idée des modèles prédictifs s'inscrit dans le besoin concret de mesurer en temps réel les émissions de GES et de prévoir les émissions futures sur le court terme afin d'optimiser davantage des systèmes tels que le « *Cloud Computing* ».

5.2.1 Retour sur l'objectif de la recherche

L'objectif secondaire de ce mémoire est donc de développer les prémices d'une méthode prédictive d'extrapolation et de modélisation des flux électriques d'importations et d'exportations, basé sur les extensions des tendances des données rétrospectives historiques. Le modèle prédictif cible la prédiction des flux d'importations et d'exportations à l'heure (h+1)

basée sur des données à l'heure (h). Il a été démontré tout au long de l'approche rétrospective, le rôle important des échanges électriques dans la modélisation des impacts de la province de Québec. L'approche prospective vise à corrélérer les importations et exportations avec le prix de l'électricité, la température ainsi que la demande prévue. Les premières extrapolations menées sur les interconnexions (Ontario, Nouvelle-Angleterre et New York) du Québec sont concluantes et permettent d'anticiper les exportations du Québec pour les interfaces citées. Néanmoins les importations de la Nouvelle-Angleterre, du Nouveau-Brunswick et de New York sont discontinues dans le temps et ne peuvent être extrapolées rigoureusement avec une méthode de multi-corrélations. Par ailleurs, les importations en provenance de l'Ontario répondent, quant à elles, très bien à la multi-corrélation en fonction des paramètres choisis.

5.2.2 Perspectives d'amélioration

5.2.2.1 Le choix des paramètres de corrélation

La prévision de l'électricité est une tâche complexe, beaucoup de facteurs rentrent en compte dans les variations de la demande électrique, de la consommation électrique ainsi que de la production électrique. Tout modèle, même des plus sophistiqués, ne pourrait retranscrire pleinement la réalité, en raison du nombre infini de facteurs et de phénomènes de la vie réelle. Le modèle prédictif proposé dans ce travail fournit une corrélation suivant trois facteurs, or il serait intéressant d'étudier d'autres facteurs ou de les raffiner afin d'améliorer les équations.

Tout d'abord, afin de pouvoir comparer les paramètres entre eux, les paramètres de demande, de prix et de température ont dû être normalisés afin de s'affranchir des disparités des unités respectives. Les quelques équations normalisées sont présentées à l'ANNEXE S. L'analyse des coefficients de linéarité une fois normalisée ne permet pas de juger de la prédominance d'un paramètre par rapport à l'autre. Le prix de l'électricité est utilisé dans de nombreux travaux de corrélation de la consommation de l'électricité (Harris & Liu, 1993), les résultats des corrélations confirment l'importance du prix de l'électricité dans la mise en place des importations et des exportations. De ce fait, il serait judicieux de raffiner davantage le paramètre du prix de l'électricité en essayant de collecter directement les données de prix de l'électricité à l'interface d'échange plutôt qu'au niveau régional. Parmi les voies d'amélioration du paramètre du prix, une autre initiative serait d'harmoniser les données disponibles sur les sites

des opérateurs de l'énergie. En effet, les prix utilisés dans les corrélations se réfèrent pour certains aux prix de la part marginale de l'électricité et pour d'autres au prix global du mégawattheure sur le marché de l'électricité de la province. Une uniformisation des données du prix de l'électricité rajouterait de la valeur au modèle de prévision électrique au Canada.

En ce qui concerne le paramètre de la température, les travaux de Hashimoto Pardo insistaient sur l'influence des paramètres météorologiques pour l'anticipation des parts électriques de chaque technologie de production (Pardo et al., 2002). Il a été choisi d'étudier dans ce travail la température, mais, il serait dès lors intéressant d'étendre les corrélations à d'autres facteurs météorologiques comme la force du vent présenté dans les travaux de Giebel et al comme déterminant ou encore les précipitations pouvant influencer davantage le recours aux énergies renouvelables (Kariniotakis et al., 2004).

Par ailleurs, l'influence d'un grand nombre de paramètres économiques et démographiques est citée par plusieurs auteurs (Fung & Rao Tummala, 1993; Kankal et al., 2011; Pardo et al., 2002). Les études menées par Z. Mohamed et al étudient, entre autres, en Nouvelle-Zélande l'influence du PIB, du prix de l'électricité ainsi que la démographie afin de prédire la consommation électrique. Néanmoins, il ne semble pas très adapté d'étudier des paramètres comme la démographie ou encore le PIB pour des modèles anticipant sur le très court terme. La variation de ces paramètres n'est pas significative sur le très court terme, mais serait valable pour l'évolution annuelle de la consommation électrique.

De plus, ici le modèle prédictif développé s'intéresse exclusivement aux importations et exportations,

Un modèle prédictif plus complexe, plus précis peut être construit, mais cela nécessite une grande quantité d'efforts et de ressources à développer et à manipuler.

5.2.2.2 La simplification du modèle d'anticipation des données historiques

Le choix d'utiliser une régression de type linéaire pour la modélisation des importations et des exportations d'électricité peut être un choix critiquable. En effet, l'hypothèse faite par le choix de la régression linéaire est qu'il n'existe aucune dépendance des différents paramètres, par exemple entre la demande et la température ou encore entre le prix et la demande. Or, il peut être judicieux de tester au préalable l'indépendance des paramètres via l'utilisation d'une matrice de

corrélation permettant d'évaluer l'influence d'un paramètre sur un autre. Dans un cas de dépendance importante des paramètres, il devra être envisagé d'étudier un autre type de régression par exemple polynomiale. La régression linéaire permet ici une première approche lisible et simplifiée de corrélation des importations et exportations électriques à partir des données historiques.

5.2.2.3 Choix de la méthode d'anticipation

L'anticipation de la demande électrique peut être basée, comme vu précédemment, sur des données économiques ou non économiques. Pendant longtemps l'option de l'analyse par régression était de loin la méthode la plus utilisée pour prédire la consommation d'électricité, en partie à cause de la facilité à mettre en place les régressions. Néanmoins, la non-linéarité des paramètres rentrant en jeu dans la variation de l'électricité a amené à des solutions nouvelles basées sur l'intelligence artificielle (Kankal et al., 2011). En effet, la demande croissante en scénarios de prévision de la demande en énergie a ouvert la voie à des méthodes dites intelligentes et des algorithmes de plus en plus performants (Fung & Rao Tummala, 1993). Les réseaux de neurones artificiels apparaissent parmi les méthodes d'intelligence artificielle les plus citées (Catalão et al., 2007; Darbellay & Slama, 2000; Szkuta et al., 1999). Les réseaux de neurones fonctionnent à partir d'un système d'apprentissage de type probabiliste entre les entrées et les sorties du système à modéliser (Kankal et al., 2011). La base de données d'électricité historique collectée tout au long de ce travail permettrait une bonne base d'apprentissage entrées/sorties pour la mise en place d'un réseau de type neurones performant. L'utilisation d'un réseau de neurones pour prédire la consommation électrique ou ici les importations et exportations avec le Québec permettrait de maintenir la quantité importante de données historiques sans passer par des journées types augmentant ainsi la valeur des résultats.

Néanmoins, la régression linéaire offre un premier aperçu du pouvoir anticipatoire des importations et exportations à partir de la connaissance de quelques paramètres déterminant la variation des flux d'électricité sur le très court terme.

5.2.3 Perspectives d'utilisation des résultats

Les perspectives d'utilisation des résultats sont larges, allant de l'optimisation de la migration heure par heure d'un service de « *Cloud Computing* » à l'anticipation générale des impacts induits par la variation de l'électricité sur le très court terme. L'ensemble des systèmes de « *smart-grid* » utilise déjà des modèles de prévision des conditions météorologiques comme la prévision du vent, des températures, mais aussi de la demande et de la production de l'électricité (Pipattanasomporn et al., 2009; Potter et al., 2009). Mais la notion d'anticipation à très court terme des impacts environnementaux est encore inexistante dans la littérature et au sein des modèles de type « *smart-grid* ».

Les résultats ont certes besoin d'être raffinés afin d'améliorer la précision de l'anticipation, mais déjà plusieurs systèmes prédictifs de la consommation et des échanges électriques peuvent voir le jour pour les différentes provinces canadiennes ainsi qu'être étendus au réseau d'Amérique du Nord.

De ce fait, cette première approche de prévision sur le très court terme des importations et des exportations de la province de Québec offre la possibilité d'anticiper heure par heure le poids environnemental de la consommation électrique au Québec qui dépend essentiellement de ses importations et de ses exportations. Le but étant de réfléchir d'un point de vue environnemental à la migration des données le long du réseau et ainsi valoriser une prise de décision plus en amont. Anticiper le comportement des échanges d'une province telle que le Québec vient ajuster les impacts environnementaux associés généralement qu'à la production d'électricité dans la province.

CHAPITRE 6 CONCLUSIONS & RECOMMANDATIONS

6.1.1 Recommandations pour la désagrégation des flux d'inventaires liés à la consommation d'électricité

Différentes recommandations peuvent être tirées de ces travaux de maîtrise. La première consiste à s'affranchir des diverses petites extrapolations faites au modèle temporel notamment pour la province de Québec. Ceci passe par la collecte de données supplémentaires afin de réduire les sources d'incertitudes et cela nécessite aussi que le Québec rende publiques les données. La deuxième recommandation découle directement de ce point, les incertitudes sur les résultats n'ont pas été quantifiées, certes beaucoup de données sont extraites directement sur les sites des opérateurs des systèmes électriques, mais il serait intéressant de faire une étude d'incertitudes sur les données extrapolées ou obtenues indirectement sur d'autres sites. Par exemple le site de statistiques Canada pas toujours cohérent avec les données réelles sur les sites d'opérateurs tel que IESO, AESO... La qualité des résultats de désagrégation des flux d'inventaires est liée intrinsèquement à la qualité des données de production, d'importation et d'exportation d'électricité ainsi que la traçabilité des sources honorant les échanges électriques.

De plus, le modèle temporel rétrospectif au cœur de l'étude doit faire l'objet d'études complémentaires afin de rendre l'ensemble des flux d'importations et d'exportations dynamiques. Cela passe par la collecte de données supplémentaires de production d'électricité de l'ensemble des provinces échangeant de l'électricité avec les trois provinces de l'étude de cas.

6.1.2 Conclusions

La problématique environnementale et dynamique des stratégies d'optimisation des centres de données a fait naître un réel besoin d'incorporer les aspects temporels dans les méthodes existantes de quantification et d'optimisation de l'empreinte carbone liées à la consommation d'électricité. La nécessité de prendre en compte des aspects temporels se retrouve à la fois au niveau rétrospectif afin de corriger les impacts GES alloués aux consommations d'électricité passées de systèmes à consommation variable, mais aussi en temps réel afin d'avoir une transparence des impacts instantanément pour l'utilisation finale. Plus spécifiquement, les services de « *Cloud Computing* » ont fait naître un besoin d'anticiper les impacts afin d'optimiser l'empreinte carbone du service donnant lieu à une vision plus prospective de l'électricité. Ce

mémoire donne un cadre méthodologique pour développer un inventaire temporel en ACV afin d'offrir une réflexion sur ces trois aspects temporels.

Tout d'abord, la désagrégation temporelle de la phase d'inventaire de l'ACV permet de tenir compte de la grande variabilité temporelle de l'électricité. Ainsi, le modèle temporel permet d'améliorer la modélisation de la consommation d'électricité en ACV la phase d'utilisation de centres de données générant un service de « *Cloud Computing* ». Cette étude a permis de modéliser différents bouquets électriques temporels horaires intervenant lors de la phase d'utilisation d'un groupe de serveurs supportant un service de « *Cloud Computing* » au Canada. Effectivement, l'utilisation d'un modèle temporel décrivant avec précision les parts de chaque technologie productrice d'électricité permet d'améliorer la modélisation des impacts ainsi que l'orchestration de certaines tâches comme la maintenance sur les centres de données, ou encore le calcul de l'impact en temps réel d'une conversation internet. De plus, l'incorporation des importations et des exportations lors de la modélisation des bouquets électriques améliore la précision de la modélisation des flux d'inventaire d'électricité. Cela a en outre permis d'intégrer dans les modèles les échanges interprovinciaux ainsi que les échanges entre les provinces et les États-Unis qui pour certaines provinces comme le Québec jouent un rôle prépondérant dans les impacts électriques. L'ACV temporelle fournit des informations supplémentaires pertinentes sur les échanges électriques et permet d'élargir la réflexion aux autres catégories d'impacts environnementaux afin d'avoir une prise de décision non focalisée sur l'empreinte carbone seule comme c'est souvent le cas dans l'évaluation et l'optimisation des TIC.

Par ailleurs, certaines pistes restent à approfondir, notamment en terme d'ACV conséquentielle. En effet, l'application au « *Cloud Computing* » de la méthodologie développée dans ce mémoire ne tient pas compte des changements de la demande électrique des centres de données suite au déplacement de la charge de travail dans une province. Adopter une vision plus conséquentielle de la production d'électricité peut aider à optimiser davantage la mobilité de la charge de travail des centres de données entre différentes provinces. Avec une vision attributionnelle de la production électrique, il est impossible de justifier la présence d'un centre de données en Alberta.

Le manque de données rajoute un certain nombre d'hypothèses et de simplifications notamment sur l'origine électrique des importations et exportations qui peut changer

considérablement les conclusions des études. Il serait pertinent de développer des bases de données précises à l'échelle régionale afin de réduire les incertitudes induites par un manque de données. Ce travail nécessite une étroite collaboration entre les opérateurs des réseaux électriques et les analystes réalisant des études environnementales.

L'approche prospective de l'analyse du bouquet électrique permet d'identifier des paramètres comme la température, le prix et la demande jouant un rôle notable dans les variations à court terme des flux électriques ici d'importations et exportations.

Définitivement, la désagrégation des flux d'inventaire électrique en ACV répond aux problématiques dynamiques de certains systèmes à consommation d'électricité variables. En effet, elle se présente comme une alternative prometteuse afin de mieux comptabiliser l'ensemble des impacts environnementaux et d'optimiser les réseaux de communications en créant des systèmes intelligents autour des consommations électriques de divers utilisateurs.

BIBLIOGRAPHIE

ABB. (2011-11-28). Infographie: l'impact énergétique des data centers. from <http://www.abb.fr/cawp/seitp202/1e9c597bdb2d4513c1257956003309f0.aspx>

Accenture. (2010). Cloud Computing and Sustainability: The Environmental Benefits of Moving to the Cloud.

AESO. (2008-2014). Data Requests. from <http://www.aeso.ca/market/17609.html>

AESO. (2014). The power of possibility. from <http://ets.aeso.ca/>

Agency, U.S. Environmental Protection. (August 2007). Report to Congress on Server and Data Center Energy Efficiency Public Law 109-431: EPA.

Amor, Ben. (2011). *Intégration de la dynamique de la production électrique et évaluation des conséquences environnementales et économiques du cycle de vie de la production distribuée*. École polytechnique de Montréal, département de génie chimique.

Andreopoulou, Zacharoula S. (2013). Green Informatics: ICT for green and Sustainability. *Journal of Agricultural Informatics*, 3(2).

Association canadienne de l'électricité. (2012). Canada's Electricity Industry (Vol. Statistics Canada Survey).

Aucoin, Frédéric. (2007). *analyse de la demande d'électricité du secteur résidentiel du québec*. (Maîtrise Mémoire), Université du Québec à Montréal, Montréal.

Baliga, Jayant, Ayre, Robert WA, Hinton, Kerry, & Tucker, Rodney S. (2011a). Green cloud computing: Balancing energy in processing, storage, and transport. *Proceedings of the IEEE*, 99(1), 149-167.

Baliga, Jayant, Ayre, Robert WA, Hinton, Kerry, & Tucker, RodneyS. (2011b). Green cloud computing: Balancing energy in processing, storage, and transport. *Proceedings of the IEEE*, 99(1), 149-167.

Bare, Jane C, Hofstetter, Patrick, Pennington, David W, & de Haes, Helias A Udo. (2000). Midpoints versus endpoints: the sacrifices and benefits. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 5(6), 319-326.

Barroso, Luiz André, & Hölzle, Urs. (2009). The datacenter as a computer: An introduction to the design of warehouse-scale machines. *Synthesis lectures on computer architecture*, 4(1), 1-108.

Berl, Andreas, Gelenbe, Erol, Di Girolamo, Marco, Giuliani, Giovanni, De Meer, Hermann, Dang, Minh Quan, & Pentikousis, Kostas. (2010). Energy-efficient cloud computing. *The Computer Journal*, 53(7), 1045-1051.

Bernard, Jean-Thomas. (1992). Le marché québécois de l'électricité. *L'Actualité économique*, 68(3), 389-408.

Bernard, Jean-Thomas. (2005). Le marché québécois de l'électricité: à la croisée des chemins. *Groupe de recherche en économie de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles*.

Bhat, IK, & Prakash, Ravi. (2009). LCA of renewable energy for electricity generation systems—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(5), 1067-1073.

Blum, Philipp, Campillo, Gisela, Münch, Wolfram, & Kölbl, Thomas. (2010). CO2 savings of ground source heat pump systems – A regional analysis. *Renewable Energy*, 35(1), 122-127. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2009.03.034>

Bouley, Dennis. (2012a). Estimation de l'empreinte carbone électrique d'un datacenter (Vol. Livre Blanc 66): Schneider electric.

Bouley, Dennis. (2012b). Estimation de l'empreinte carbone électrique d'un datacenter (Vol. Livre Blanc 66): Schneider Electric.

BP. (2007). What is a Carbon Footprint? , from http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp

Brander, M, Tipper, R, Hutchison, C, & Davis, G. (2009). Consequential and attributional approaches to LCA: a guide to policy makers with specific reference to greenhouse gas LCA of biofuels. *Technical paper TP-090403-A, Ecometrica Press, London, UK*.

- Brill, Kenneth G. (2007). Data center energy efficiency and productivity: Santa Fe, NM: The Uptime Institute. [www.uptimeinstitute.org/symp_pdf/\(TUI3004C\)DataCenterEnergyEfficiency.pdf](http://www.uptimeinstitute.org/symp_pdf/(TUI3004C)DataCenterEnergyEfficiency.pdf).
- Canarie. (2013, July 2014). National Research and Education Network. from <http://www.canarie.ca/network/nren/>
- Canwea. 2025 la force du vent une stratégie pour le québec.
- Canwea. (2014). from http://www.canwea.ca/farms/index_f.php
- Carbon Tax Center. (2014, October 31, 2014). Where carbon is Taxed. from <http://www.carbontax.org/services/where-carbon-is-taxed/>
- Carbon Trust. (2007). Annual Report 2007.
- Carbon Trust. (2014). Carbon footprint. *Carbon trust*.
- Cascades. (2011). ACV comparatives des papiers Rolland Enviro 100 et Rolland Opaque50 fabriqués par Cascades et des papiers génériques nord-américains vierge et recyclé.
- Catalão, JPSa, Mariano, SJPS, Mendes, VMF, & Ferreira, LAFM. (2007). Short-term electricity prices forecasting in a competitive market: a neural network approach. *Electric Power Systems Research*, 77(10), 1297-1304.
- CEA. (2006). Power generation in Canada: Canadian Electricity Association.
- CEA. (2013). Key Canadian Electricity Statistics. Canada: Canadian Electricity Association.
- Charytoniuk, W, Chen, M-S, & Van Olinda, P. (1998). Nonparametric regression based short-term load forecasting. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 13(3), 725-730.
- Charytoniuk, Wiktor, & Chen, Mo-Shing. (2000). Very short-term load forecasting using artificial neural networks. *Power Systems, IEEE transactions on*, 15(1), 263-268.
- Christian Bauer, Karim Treyer, René Itten, Rolf Frischknecht. (2012). Electricity generation & supply in ecoinvent v3.
- CIA World Factbook. (2012). Électricité-exportations-Monde. Retrieved Janvier 1, 2012, from <http://www.indexmundi.com/map/?v=82&l=fr>

- Colecchia, Alessandra, & Schreyer, Paul. (2002). ICT investment and economic growth in the 1990s: is the United States a unique case?: a comparative study of nine OECD countries. *Review of Economic Dynamics*, 5(2), 408-442.
- Collet, Pierre, Hélias, Arnaud, Lardon, Laurent, Ras, Monique, Goy, Romy-Alice, & Steyer, Jean-Philippe. (2011). Life-cycle assessment of microalgae culture coupled to biogas production. *Bioresource technology*, 102(1), 207-214.
- Cook, Gary. (2012). *How Clean is Your Cloud?* Amsterdam: Greenpeace.
- Coomonte, Rafael, Feijóo, Claudio, Ramos, Sergio, & Gómez-Barroso, José-Luis. (2013). How much energy will your NGN consume? A model for energy consumption in next generation access networks: The case of Spain. *Telecommunications Policy*, 37(10), 981-1003.
- Coroama, Vlad C, Hilty, Lorenz M, Heiri, Ernst, & Horn, Frank M. (2013). The direct energy demand of internet data flows. *Journal of Industrial Ecology*, 17(5), 680-688.
- Curran, Mary Ann, Mann, Margaret, & Norris, Gregory. (2005). *The international workshop on electricity data for life cycle inventories*.
- Darbellay, Georges A, & Slama, Marek. (2000). Forecasting the short-term demand for electricity: Do neural networks stand a better chance? *International Journal of Forecasting*, 16(1), 71-83.
- Decroux, Sébastien, & Baribaud, Claire. (2009). *Green IT, ou, Comment concilier l'écologie et l'informatique*.
- DeLuchi, Mark A. (1991). Emissions of greenhouse gases from the use of transportation fuels and electricity: Argonne National Lab., IL (United States). Energy Systems Div. Funding organisation: USDOE, Washington, DC (United States).
- Despins, Charles, Labeau, Fabrice, Le Ngoc, Tho, Labelle, Richard, Cheriet, Mohamed, Thibeault, Claude, . . . St Arnaud, Bill. (2011). Leveraging green communications for carbon emission reductions: Techniques, testbeds, and emerging carbon footprint standards. *Communications Magazine, IEEE*, 49(8), 101-109.
- Ekvall, Tomas, & Weidema, Bo P. (2004). System boundaries and input data in consequential life cycle inventory analysis. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 9(3), 161-171.

Environnement-Canada. (2011). Atlas canadien d'énergie éolienne. from <http://www.windatlas.ca/fr/>

Ericsson. (August 2007). Sustainable energy use in mobile communications.

Ericsson. (February 2014). The real-time Cloud.

ETSI. (2011). Standards for Smart Grids: CEN, CENELAC, ETSI.

European-Commission. (2009). ICT for a Low Carbon Economy-Smart Electricity Distribution Network (I. S. a. Media, Trans.): European-Commission.

Excoffier, David. *Le Green IT-Les technologies de l'information passent au vert*: AUEG.

Faria, Ricardo, Marques, Pedro, Moura, Pedro, Freire, Fausto, Delgado, Joaquim, & de Almeida, Aníbal T. (2013). Impact of the electricity mix and use profile in the life-cycle assessment of electric vehicles. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, 271-287.

Fettweis, Gerhard, & Zimmermann, Ernesto. (2008). *ICT energy consumption-trends and challenges*. Paper presented at the Proceedings of the 11th International Symposium on Wireless Personal Multimedia Communications.

Figuerola, Sergi, Lemay, Mathieu, Reijs, Victor, Savoie, Michel, & St Arnaud, Bill. (2009). Converged optical network infrastructures in support of future internet and grid services using IaaS to reduce GHG emissions. *Journal of Lightwave Technology*, 27(12), 1941-1946.

Finkbeiner, Matthias. (2009). Carbon footprinting—opportunities and threats. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 14(2), 91-94.

Finnveden, Göran, Hauschild, Michael Z, Ekvall, Tomas, Guinee, Jeroen, Heijungs, Reinout, Hellweg, Stefanie, . . . Suh, Sangwon. (2009). Recent developments in life cycle assessment. *Journal of environmental management*, 91(1), 1-21.

Frischknecht, Rolf, Jungbluth, Niels, Althaus, Hans-Jörg, Doka, Gabor, Dones, Roberto, Heck, Thomas, . . . Rebitzer, Gerald. (2005). The ecoinvent database: Overview and methodological framework (7 pp). *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 10(1), 3-9.

Fung, YH, & Rao Tummala, VM. (1993). *Forecasting of electricity consumption: a comparative analysis of regression and artificial neural network models*. Paper presented at the Advances in

Power System Control, Operation and Management, 1993. APSCOM-93., 2nd International Conference on.

GaBi. (2010). Process data set. from http://gabi-dataset-documentation.gabi-software.com/xml_data/processes/48ab6f40-203b-4895-8742-9bdbef55e494_01.00.000.xml

Gabrielsson, Jan, Hubertsson, Ola, Mas, Ignacio, & Skog, Robert. (2010). Cloud computing in telecommunications. *Ericsson Review*, 1, 29-33.

Garg, Saurabh Kumar. Green Cloud computing and Environmental Sustainability.

Garg, Saurabh Kumar, Yeo, Chee Shin, & Buyya, Rajkumar. (2011). Green cloud framework for improving carbon efficiency of clouds *Euro-Par 2011 Parallel Processing* (pp. 491-502): Springer.

Gartner. (2005). Gartner Data Quest. September 2012, from http://www.gartner.com/technology/research/business_leaders.jsp

Gary Cook, Tom Dowdall, David Pomerantz, Yifei Wang. (2014). Clicking Clean: How Companies are Creating the Green Internet. In D. Pomerantz (Ed.). Washington: Greenpeace.

Gebert, Steffen, Pries, Rastin, Schlosser, Daniel, & Heck, Klaus. (2012). Internet access traffic measurement and analysis *Traffic Monitoring and Analysis* (pp. 29-42): Springer.

Ghamkhari, Mahdi, & Mohsenian-Rad, Hamed. (2012). *Optimal integration of renewable energy resources in data centers with behind-the-meter renewable generator*. Paper presented at the Communications (ICC), 2012 IEEE International Conference on.

Global eSustainability Initiative. (2008). Smart 2020: Enabling the low carbon economy in the information age.

Gmach, Daniel, Rolia, Jerry, Cherkasova, Ludmila, & Kemper, Alfons. (2007). *Workload analysis and demand prediction of enterprise data center applications*. Paper presented at the Workload Characterization, 2007. IISWC 2007. IEEE 10th International Symposium on.

Google USA. (2013). Google centre de données. Retrieved October 2013, from <http://www.google.com/about/datacenters/index.html>

Gordon, Christian, & Fung, AS. (2009). Hourly Emission Factors from the Electricity Generation Sector—A Tool for Analyzing the Impact of Renewable Technologies in Ontario. *Canadian Society of Mechanical Engineers (CSME)*, 33(1), 105-118.

Gössling, Stefan, Broderick, John, Upham, Paul, Ceron, Jean-Paul, Dubois, Ghislain, Peeters, Paul, & Strasdass, Wolfgang. (2007). Voluntary carbon offsetting schemes for aviation: Efficiency, credibility and sustainable tourism. *Journal of Sustainable tourism*, 15(3), 223-248.

Graedel, Thomas E. (1998). *Streamlined life-cycle assessment*: Prentice Hall Upper Saddle River, NJ.

Groleau, Geoffroy. (2004). La prévision de la demande d'électricité au Québec et le plan d'approvisionnement 2005-2014 d'HydroQuébec Distribution.

gsma.). from <http://www.gsmworld.com/>

Guinee, Jeroen B, Heijungs, Reinout, Huppes, Gjalt, Zamagni, Alessandra, Masoni, Paolo, Buonamici, Roberto, . . . Rydberg, Tomas. (2010). Life cycle assessment: past, present, and future†. *Environmental science & technology*, 45(1), 90-96.

Harris, John L, & Liu, Lon-Mu. (1993). Dynamic structural analysis and forecasting of residential electricity consumption. *International Journal of Forecasting*, 9(4), 437-455.

Heddeghem, Ward Van, Lambert, Sofie, Lannoo, Bart, Colle, Didier, Pickavet, Mario, & Demeester, Piet. (2014). Trends in worldwide ICT electricity consumption from 2007 to 2012. *Computer Communications*.

Higginbotham, Stacey. (2012). Whose data centers are more efficient? Facebook's or Google's? , from <http://gigaom.com/2012/03/26/whose-data-centers-are-more-efficient-facebooks-or-googles/>

IEA. (2014). Retrieved septembre 2014, from <http://www.iea.org/statistics/topics/Electricity/>

Independent Electricity System Operator.). Power to Ontario-On demand. from <http://ieso-public.sharepoint.com/Pages/Power-Data/default.aspx>

Information, World Bank. Global, & Department, Communication Technologies. (2006). *2006 Information and Communications for Development: Global Trends and Policies*: World Bank Publications.

IPCC. (2007). Direct Global Warming Potentials. from http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/ch2s2-10-2.html

IPCC. (2014). Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability. 1.

ISO. (2006a). Management environnemental-Analyse du cycle de vie-Exigences et lignes directrices *ISO-14044* (Vol. 14044). Suisse.

ISO. (2006b). Management environnemental-Analyse du cycle de vie-Principes et cadre *ISO-14040* (Vol. 14040). Suisse.

ISO. (2013). ISO-14067: Greenhouse gases-Carbon footprint of products-Requirements and guidelines for quantification and communication (Vol. 14067): ISO.

ISO. (2014). 2014, from <http://www.iso.org/iso/fr/home.htm?=>

Itten, René, Frischknecht, Rolf, & Stucki, Matthias. (2012). Life cycle inventories of electricity mixes and grid. *ESU-services Ltd., Uster*.

ITU. (2010, January 21st 2010). Record of Standards Activity on ICT and Climate Change. from <http://www.itu.int/oth/T3C02000016/en>

ITU. (2012, 29-31 May 2012). *Why Green ICT: Challenge and Opportunity?* Paper presented at the 7th ITU Symposium on ICT's, the environment and climate change, Montreal, Canada.

Jolliet, Olivier, Saadé, Myriam, Crettaz, Pierre, & Shaked, Shanna. (2010). *Analyse du cycle de vie: comprendre et réaliser un écobilan* (Vol. 23): PPUR Presses polytechniques.

Journal du net. (2014). La consommation de vidéos en direct se généralise. *Web & Tech*. Retrieved Mai, 2014, from <http://www.journaldunet.com/web-tech/chiffres-internet>

Kankal, Murat, Akpınar, Adem, Kömürcü, Murat İhsan, & Özşahin, Talat Şükrü. (2011). Modeling and forecasting of Turkey's energy consumption using socio-economic and demographic variables. *Applied Energy*, 88(5), 1927-1939.

Kariniotakis, Georges, Pinson, Pierre, Siebert, Nils, Giebel, Gregor, & Barthelmie, Rebecca. (2004). *The state of the art in short-term prediction of wind power-from an offshore perspective*. Paper presented at the Proceedings of.

- Kennedy, Dale J, Montgomery, Douglas C, & Quay, Beth H. (1996). Data quality. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 1(4), 199-207.
- Kenny, T, & Gray, NF. (2009). Comparative performance of six carbon footprint models for use in Ireland. *Environmental Impact Assessment Review*, 29(1), 1-6.
- Kim, Kyong Hoon, Beloglazov, Anton, & Buyya, Rajkumar. (2009). *Power-aware provisioning of cloud resources for real-time services*. Paper presented at the Proceedings of the 7th International Workshop on Middleware for Grids, Clouds and e-Science.
- Klöpffer, Walter. (1997). Life cycle assessment. *Environmental Science and Pollution Research*, 4(4), 223-228.
- Koomey, Jonathan G. (2008). Worldwide electricity used in data centers. *Environmental Research Letters*, 3(3), 034008.
- Koomey, Jonathan G. (2011). Growth data center electricity use 2005 to 2010. *Analytics Press*.
- Kotz, David, & Gray, Robert S. (1999). Mobile Agents and the Future of the Internet. *Operating Systems Review*, 33(3), 7-13.
- La chambre de commerce du Canada. (2013). L'électricité au Canada: Investir intelligemment pour dynamiser la compétitivité future: La chambre de commerce du Canada.
- Lave, Joule Bergerson and Lester. (2004). Life cycle Analysis of power generation. In Elsevier (Ed.), *Encyclopedia of Energy* (Vol. 3).
- Le, Kien, Bianchini, Ricardo, Nguyen, Thu D, Bilgir, Ozlem, & Martonosi, Margaret. (2010). *Capping the brown energy consumption of internet services at low cost*. Paper presented at the Green Computing Conference, 2010 International.
- Le, Kien, Bilgir, Ozlem, Bianchini, Ricardo, Martonosi, Margaret, & Nguyen, Thu D. (2010). *Managing the cost, energy consumption, and carbon footprint of internet services*. Paper presented at the ACM SIGMETRICS Performance Evaluation Review.
- Lebailly, Fanny. (2013). *Application d'une méthode d'analyse du cycle de vie dynamique pour l'évaluation de l'impact toxique des métaux*. École Polytechnique de Montréal.

- Lei, Ma, Shiyan, Luan, Chuanwen, Jiang, Hongling, Liu, & Yan, Zhang. (2009). A review on the forecasting of wind speed and generated power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(4), 915-920.
- Lejeune. (2012). Hydro power: A Multi Benefit Solution for renewable energy. In Elsevier (Ed.), *Comprehensive Renewable Energy* (Vol. 6).
- Levasseur, Annie, Lesage, Pascal, Margni, Manuele, Deschênes, Louise, & Samson, Réjean. (2010). Considering time in LCA: dynamic LCA and its application to global warming impact assessments. *Environmental science & technology*, 44(8), 3169-3174.
- Li, Jie, Li, Zuyi, Ren, Kui, & Liu, Xue. (2012). Towards optimal electric demand management for internet data centers. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 3(1), 183-192.
- Li, Xiangshang, & Sailor, DJ. (1995). Electricity use sensitivity to climate and climate change. *World Resource Review*, 7(3).
- Liu, Liang, Wang, Hao, Liu, Xue, Jin, Xing, He, Wen Bo, Wang, Qing Bo, & Chen, Ying. (2009). *GreenCloud: a new architecture for green data center*. Paper presented at the Proceedings of the 6th international conference industry session on Autonomic computing and communications industry session.
- Liu, Zhenhua, Lin, Minghong, Wierman, Adam, Low, Steven H, & Andrew, Lachlan LH. (2011). *Greening geographical load balancing*. Paper presented at the Proceedings of the ACM SIGMETRICS joint international conference on Measurement and modeling of computer systems.
- Lo, Valencia, & Potdar, Vidyasagar. (2010). *State of the Art: Carbon Emission Accountability Modeling*. Paper presented at the Broadband, Wireless Computing, Communication and Applications (BWCCA), 2010 International Conference on.
- Longwell, JP, Rubin, ES, & Wilson, J. (1995). Coal: energy for the future. *Progress in Energy and Combustion Science*, 21(4), 269-360.
- Lund, Henrik, Mathiesen, Brian Vad, Christensen, Per, & Schmidt, Jannick Hoejrups. (2010). Energy system analysis of marginal electricity supply in consequential LCA. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 15(3), 260-271.

magazine, dd.). Retrieved January, 2014, from <http://www.ddmagazine.com/2699-Google-vers-100-denergie-renouvelable.html>

Malmodin, Jens, Bergmark, Pernilla, & Lundén, Dag. (2013). The future carbon footprint of the ICT and E&M sectors. *on Information and Communication Technologies*, 12.

Malmodin, Jens, Moberg, Åsa, Lundén, Dag, Finnveden, Göran, & Lövehagen, Nina. (2010). Greenhouse gas emissions and operational electricity use in the ICT and entertainment & media sectors. *Journal of Industrial Ecology*, 14(5), 770-790.

Marcinichen, Jackson Braz, Olivier, Jonathan Albert, & Thome, John Richard. (2012). On-chip two-phase cooling of datacenters: Cooling system and energy recovery evaluation. *Applied Thermal Engineering*, 41, 36-51.

Marriott, Joe, & Matthews, H Scott. (2005). Environmental effects of interstate power trading on electricity consumption mixes. *Environmental science & technology*, 39(22), 8584-8590.

Marriott, Joe, Matthews, H Scott, & Hendrickson, Chris T. (2010). Impact of power generation mix on life cycle assessment and carbon footprint greenhouse gas results. *Journal of industrial Ecology*, 14(6), 919-928.

Matthews, H Scott, Hendrickson, Chris T, & Weber, Christopher L. (2008). The importance of carbon footprint estimation boundaries. *Environmental science & technology*, 42(16), 5839-5842.

Ménard, Marinka. (2005). *La Canada, un grand consommateur d'énergie: une perspective régionale*. Ottawa: Debi Soucy.

Mills, Mark P. (2013, August 2013). *The cloud begins with coal big data, big networks, big infrastructure, and big power*. National Mining Association & American Coalition for clean Coal Electricity.

Mingay, Simon. (2007). Green IT: the new industry shock wave. *Gartner RAS Research Note G*, 153703.

Mirasgedis, S., Sarafidis, Y., Georgopoulou, E., Lalas, D. P., Moschovits, M., Karagiannis, F., & Papakonstantinou, D. (2006). Models for mid-term electricity demand forecasting incorporating weather influences. *Energy*, 31(2-3), 208-227. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2005.02.016>

- Moghaddam, Fereydoun Farrahi, Cheriet, Mohamed, & Nguyen, Kim Khoa. (2011). *Low carbon virtual private clouds*. Paper presented at the Cloud Computing (CLOUD), 2011 IEEE International Conference on.
- Moghaddam, Fereydoun Farrahi, Moghaddam, Reza Farrahi, & Cheriet, Mohamed. (2012). *Carbon metering and effective tax cost modeling for virtual machines*. Paper presented at the 2012 IEEE 5th International Conference on Cloud Computing, CLOUD 2012, June 24, 2012 - June 29, 2012, Honolulu, HI, United states.
- Mohamed, Zaid, & Bodger, Pat. (2005). Forecasting electricity consumption in New Zealand using economic and demographic variables. *Energy*, 30(10), 1833-1843.
- Mondiale, Banque. (Juillet 2012). Les trois quarts de la population mondiale ont accès à la téléphonie mobile. 2012, from <http://www.banquemondiale.org/fr/news/press-release/2012/07/17/mobile-phone-access-reaches-three-quarters-planets-population>
- National Renewable Energy Laboratory. (2013, November 18, 2013). Life Cycle Inventory Database. from <http://www.nrel.gov/lci/>
- NBSO ERNB. (2011). 10-years outlook: an assessment of the adequacy of generation and transmission facilities in New-Brunswick 2011-2021: New Brunswick System Operator.
- NEB. (2003). Le secteur de l'électricité au Canada-Exportations et importations: Office National de l'énergie.
- OECD. (2009). Annual Report 2009. In OECD (Ed.).
- Omer, Abdeen Mustafa. (2008). Energy, environment and sustainable development. *Renewable and sustainable energy reviews*, 12(9), 2265-2300.
- Pandey, Divya, Agrawal, Madhoolika, & Pandey, Jai Shanker. (2011). Carbon footprint: current methods of estimation. *Environmental monitoring and assessment*, 178(1-4), 135-160.
- Pardo, Angel, Meneu, Vicente, & Valor, Enric. (2002). Temperature and seasonality influences on Spanish electricity load. *Energy Economics*, 24(1), 55-70. doi: [http://dx.doi.org/10.1016/S0140-9883\(01\)00082-2](http://dx.doi.org/10.1016/S0140-9883(01)00082-2)
- Pedram, Massoud. (2012). Energy-efficient datacenters. *Computer-Aided Design of Integrated Circuits and Systems, IEEE Transactions on*, 31(10), 1465-1484.

Peters, Glen P. (2010). Carbon footprints and embodied carbon at multiple scales. *Current Opinion in Environmental Sustainability*, 2(4), 245-250.

Petit Larousse. (2012). Paris.

Pickavet, Mario, Vereecken, Willem, Demeyer, Sofie, Audenaert, Pieter, Vermeulen, Brecht, Develder, Chris, . . . Demeester, Piet. (2008). *Worldwide energy needs for ICT: The rise of power-aware networking*. Paper presented at the Advanced Networks and Telecommunication Systems, 2008. ANTS'08. 2nd International Symposium on.

Pipattanasomporn, M, Feroze, H, & Rahman, S. (2009). *Multi-agent systems in a distributed smart grid: Design and implementation*. Paper presented at the Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES.

Potter, Cameron W, Archambault, Allison, & Westrick, Kenneth. (2009). *Building a smarter smart grid through better renewable energy information*. Paper presented at the Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE'09. IEEE/PES.

Publicly Available Specification. (2011). Specification for the assessment of the life cycle greenhouse gas emissions of goods and services. *BSI British Standards*. ISBN, 978(0), 580.

Reap, J, Roman, F, Duncan, S, & Bras, B. (2008). A survey of unresolved problems in life cycle assessment. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 13(5), 374-388.

Reinhard, J, & Zah, Rainer. (2009). Global environmental consequences of increased biodiesel consumption in Switzerland: consequential life cycle assessment. *Journal of Cleaner Production*, 17, S46-S56.

Ressources naturelles Canada. (2013). Cahier d'information: les marchés de l'énergie 2013-2014. Canada: Ressources naturelles Canada.

Riaz, M Tahir, Gutiérrez, José M, & Pedersen, Jens Myrup. (2009). *Strategies for the next generation green ICT infrastructure*. Paper presented at the Applied Sciences in Biomedical and Communication Technologies, 2009. ISABEL 2009. 2nd International Symposium on.

Sadownik, Regina, & Barbosa, Emanuel Pimentel. (1999). Short-term forecasting of industrial electricity consumption in Brazil. *Journal of Forecasting*, 18(3), 215-224.

Sailor, David J, & Muñoz, J Ricardo. (1997). Sensitivity of electricity and natural gas consumption to climate in the USA—methodology and results for eight states. *Energy*, 22(10), 987-998.

Scarfò, Antonio. (2011). *The evolution of Data Center networking technologies*. Paper presented at the Data Compression, Communications and Processing (CCP), 2011 First International Conference on.

Schaller, Robert R. (1997). Moore's law: past, present and future. *Spectrum, IEEE*, 34(6), 52-59.

Seubert, Tyler. (2012). Microsoft Builds New Data Center in Dublin. Retrieved February 27, 2012, from <http://facilitygateway.com/news/?p=1937>

Simonnet, Alexandre. (2010, 9 avril 2010). Le Power Usage Effectiveness mesure de référence pour l'efficacité énergétique des data centers. 2010, from <http://www.greenunivers.com/2010/04/le-power-usage-effectiveness-mesure-desormais-de-reference-pour-lefficacite-energetique-des-data-centers-34174/>

Sinden, Graham. (2009). The contribution of PAS 2050 to the evolution of international greenhouse gas emission standards. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 14(3), 195-203.

Skype.). from <https://support.skype.com/fr/faq/FA1417/quelle-est-la-quantite-de-bande-passante-requise-par-skype>

Soares, Lacir J., & Medeiros, Marcelo C. (2008). Modeling and forecasting short-term electricity load: A comparison of methods with an application to Brazilian data. *International Journal of Forecasting*, 24(4), 630-644. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijforecast.2008.08.003>

Soimakallio, S., Kiviluoma, J., & Saikku, L. (2011). The complexity and challenges of determining GHG (greenhouse gas) emissions from grid electricity consumption and conservation in LCA (life cycle assessment) - A methodological review. *Energy*, 36(12), 6705-6713. doi: 10.1016/j.energy.2011.10.028

Spatari, Sabrina, Kandasamy, Nagarajan, Kusic, D, & Ellis, EV. (2011). *Energy and locational workload management in data centers*. Paper presented at the Sustainable Systems and Technology (ISSST), 2011 IEEE International Symposium on.

Stasinopoulos, Peter, Compston, Paul, Newell, Barry, & Jones, Haley M. (2012). A system dynamics approach in LCA to account for temporal effects—a consequential energy LCI of car body-in-whites. *The international journal of life cycle assessment*, 17(2), 199-207.

Statistique Canada. (2008-2014a). Tableau 127-0002: Production de l'énergie électrique, selon la classe de producteur d'électricité. from Gouvernement-du-Canada

Statistique Canada. (2008-2014b). Tableau 127-0003: Production de l'énergie électrique, réceptions, livraisons et disponibilité d'électricité. from Gouvernement du Canada

Synchromedia. (2014). Green Star Natwork. from <http://www.synchromedia.ca/projects/greenstar>

Szkuta, BR, Sanabria, LA, & Dillon, TS. (1999). Electricity price short-term forecasting using artificial neural networks. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 14(3), 851-857.

Takahashi, Kazue Ichino, Tatemichi, Hidetoshi, Tanaka, Tohoru, Nishi, Shiro, & Kunioka, Tatsuya. (2004). *Environmental impact of information and communication technologies including rebound effects*. Paper presented at the Electronics and the Environment, 2004. Conference Record. 2004 IEEE International Symposium on.

Taylor, James W. (2003). Short-term electricity demand forecasting using double seasonal exponential smoothing. *Journal of the Operational Research Society*, 54(8), 799-805.

Taylor, James W. (2008). An evaluation of methods for very short-term load forecasting using minute-by-minute British data. *International Journal of Forecasting*, 24(4), 645-658. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijforecast.2008.07.007>

Taylor, James W., & Buizza, Roberto. (2003). Using weather ensemble predictions in electricity demand forecasting. *International Journal of Forecasting*, 19(1), 57-70. doi: [http://dx.doi.org/10.1016/S0169-2070\(01\)00123-6](http://dx.doi.org/10.1016/S0169-2070(01)00123-6)

The Edimburgh Centre for Carbon Management. (2007). What is a Carbon Footprint? Edinburgh: eccm.

Thirupathi Rao, K, Kiran, P Sai, & Reddy, L Siva Shanker. (2010). Energy efficiency in datacenters through virtualization: A case study. *Global Journal of Computer Science and Technology*, 10(3).

Thomond, Peter. (February 2013). The Enabling Technologies of low-carbon economy: A focus on cloud Computing: Enabling technology 2020.

U.S. Environmental Protection Agency. (August 2007). Report to Congress on Server and Data center Energy Efficiency Public Law 109-431: US-EPA.

Udo de Haes, Helias A, & Lindeijer, Erwin. (2002). The conceptual structure of life-cycle impact assessment. *Life-Cycle Impact Assessment: Striving Towards Best Practice*, 209-225.

Van Heddeghem, Ward, Vereecken, Willem, Colle, Didier, Pickavet, Mario, & Demeester, Piet. (2012). Distributed computing for carbon footprint reduction by exploiting low-footprint energy availability. *Future Generation Computer Systems*, 28(2), 405-414.

Vandromme, N. (2014). *Modélisation conséquentielle de la consommation d'énergie d'un groupe de serveurs générant un nuage informatique et attributionnelle des bénéfices de la virtualisation*. (Master of science), École Polytechnique de Montréal, Montréal.

Varun. (2009). LCA of renewable energy for electricity generation systems- A review. In Elsevier (Ed.), *Renewable and Sustainable energy Reviews* (pp. 1067-1073).

Vereecken, Willem, Van Heddeghem, Ward, Deruyck, Margot, Puype, Bart, Lannoo, Bart, Joseph, Wout, . . . Demeester, Piet. (2011). Power consumption in telecommunication networks: overview and reduction strategies. *Communications Magazine, IEEE*, 49(6), 62-69.

Vereecken, Willem, Vanheddeghem, Ward, Colle, Didier, Pickavet, Mario, Dhoedt, Bart, & Demeester, Piet. (2012). The environmental footprint of data centers: the influence of server renewal rates on the overall footprint *Green Communications and Networks* (pp. 823-831): Springer.

Wang, X. Y., Liu, X. J., Fan, L. H., & Jia, X. H. (2013). A Decentralized Virtual Machine Migration Approach of Data Centers for Cloud Computing. *Mathematical Problems in Engineering*. doi: Artn 878542

Doi 10.1155/2013/878542

WBCSD & WRI. (2011). The Greenhouse Gas Protocol. *World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development, Conches-Geneva, Switzerland*. Available online: <http://www.ghgprotocol.org> [Carbon Accounting Framework].

- Weber, Christopher L, Jaramillo, Paulina, Marriott, Joe, & Samaras, Constantine. (2010). Life cycle assessment and grid electricity: what do we know and what can we know? *Environmental science & technology*, 44(6), 1895-1901.
- Weidema, Bo P, Frees, Niels, & Nielsen, Anne-Merete. (1999). Marginal production technologies for life cycle inventories. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 4(1), 48-56.
- Weidema, Bo P, Thrane, Mikkel, Christensen, Per, Schmidt, Jannick, & Løkke, Søren. (2008). Carbon footprint. *Journal of Industrial Ecology*, 12(1), 3-6.
- Weidema, Bo Pedersen. (2003). *Market information in life cycle assessment* (Vol. 863): Miljøstyrelsen.
- Weidema, Bo Pedersen, Finnveden, Göran, & Stewart, Mary. (2005). Impacts from Resource Use-A common position paper. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 10(6), 382-382.
- Wiedmann, Thomas, & Minx, Jan. (2007). A definition of carbon footprint'. *Ecological economics research trends*, 2, 55-65.
- World Energy Council. (2007). Deciding the Future: Energy Policy Scenarios to 2050. In W. E. Council (Ed.). United Kingdom.
- WWF. (2011). The Energy Report 100% renewable energy by 2050. In E. OMA/AMO (Ed.): WWF.
- Zuker, Richard C., Jenkins, Glenn P., Lim, Henry, & Poirier, Pierre. (1984). *Blue Gold*.

ANNEXE A – CANADA ET ÉLECTRICITÉ

Situation générale de la production électrique au Canada

Le Canada exploite de nombreuses ressources naturelles pour la production d'électricité, possédant un fort potentiel d'énergies renouvelables. Néanmoins, le Canada utilise aussi des sources non renouvelables pour produire de l'énergie. Ainsi, l'hydroélectricité, le charbon, le pétrole, le gaz, l'uranium mais aussi le vent et la biomasse font partie intégrante de son portefeuille énergétique lequel varie d'une province à l'autre.

La source de production électrique la plus importante au Canada est l'hydroélectricité. Pour l'année 2012, le Canada occupe la troisième place mondiale des pays producteurs d'hydroélectricité avec une production totale de plus de 60% de sa production (Ressources naturelles Canada, 2013). Les ressources hydrauliques sont particulièrement abondantes dans les provinces de Québec, de la Colombie-Britannique, du Manitoba. La figure 6-1 illustre l'ensemble du bouquet électrique de production électrique du Canada.

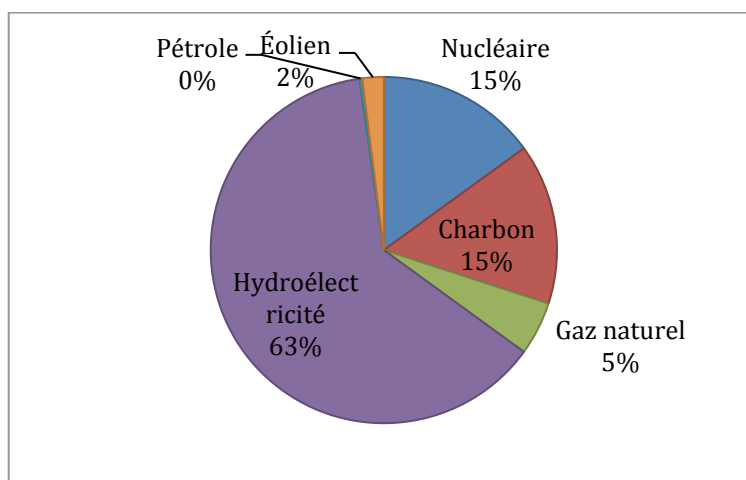


Figure 6-1 Bouquet électrique moyen année 2012, Canada, (CEA, 2013)

Le Canada recèle une forte capacité installée en éolienne, arrivant en cinquième position mondiale avec plus de 3% de la capacité mondiale d'énergie éolienne pour l'année 2013 (Canwea, 2014; Ressources naturelles Canada, 2013). En effet, compte tenu des avantages considérables dont dispose le Canada, l'industrie éolienne a mis en place au cours des années 2012 et 2013 une série de nouveaux parcs éoliens, répartis sur plusieurs provinces

permettant d'augmenter la puissance éolienne de 160 MW (Canwea, 2014). En 2013, le Canada dispose d'une puissance éolienne installée de 851 MW. Les provinces de l'Ontario, de Québec et de l'Alberta représentent successivement 33 %, 28 % et 17% de la capacité éolienne canadienne en 2013 (Canwea, 2014; Ressources naturelles Canada, 2013)

Avec plus de 60% d'énergies renouvelables, le Canada est ainsi une région du monde très attractive en matière d'énergies renouvelables et de climat froid pour le « *free-cooling* » (CEA, 2006) (Association canadienne de l'électricité, 2012). Le rapport de l'Office national de l'énergie propose un scénario à la hausse d'ici 2035, avec une production en énergies renouvelables proche des 70%.

Importations et exportations canadiennes

Le Canada est non seulement un important producteur d'électricité (5^{ème} mondial,) mais destine aussi d'importantes quantités d'électricité à l'exportation (CIA World Factbook, 2012). En effet, le Canada est le deuxième pays exportateur d'électricité à l'échelle mondiale à égalité avec la France et participe de façon active au marché nord-américain de l'électricité (Ressources naturelles Canada, 2013). Les exportations d'électricité avec les États-Unis s'élèvent en moyenne à 10 % de la production totale canadienne, soit 2% de la demande des États-Unis (La chambre de commerce du Canada, 2013; Ressources naturelles Canada, 2013). Les provinces exportant le plus d'électricité avec les États-Unis sont la Colombie-Britannique, le Manitoba, l'Ontario et le Québec.

Le secteur de l'électricité par province

- Alberta

L'Alberta produisait 11% de la production totale canadienne en 2012 (CEA, 2013). L'Alberta produit la plus grande partie de son électricité à partir du Charbon qui représente plus de 65% de son bouquet électrique en 2012. La part de gaz naturel est elle aussi importante, et a représenté plus de 20% en 2012. Le reste de la production est partagée entre l'éolien qui s'élève à plus de 4% et l'hydroélectricité avoisinant aussi les 4% (CEA, 2013).

La demande électrique de l'Alberta est supérieure à sa production, l'Alberta comble donc ses besoins énergétiques auprès de la Colombie-Britannique, de la Saskatchewan et des États-Unis (AESO, 2014).

Malgré la part importante d'énergies fossiles composant le bouquet électrique de l'Alberta, l'Alberta dispose d'une importante capacité de production (1400MW) d'énergie éolienne (Canwea, 2014).

- Colombie britannique

La Colombie-Britannique représente environ 12% de la production canadienne pour l'année 2012 (CEA, 2013). L'électricité produite en Colombie-Britannique est essentiellement d'origine hydraulique, avec 92% de la production en 2012. La province joue un rôle important dans les échanges nord-américains notamment avec l'ensemble des régions Nord-Ouest du Pacifique comme les États de la Californie, Washington mais aussi l'Alberta.

- Manitoba

Le Manitoba produit l'équivalent de 5% de la production totale du Canada (CEA, 2013). La majeure partie des ressources électriques de la province du Manitoba sont des ressources hydroélectriques, plus de 98% en 2012 (CEA, 2013). Le prix de l'électricité est parmi les plus faibles du Canada, créant un avantage considérable sur le marché des exportations électriques (Ménard, 2005). Les volumes exportés dépendent considérablement des réserves hydrauliques. Le Manitoba est un grand exportateur d'électricité, en exportant plus de 30% de sa production vers les États-Unis, la Saskatchewan et l'Ontario. Néanmoins le Manitoba importe très peu d'électricité des provinces et États voisins.

- Nouveau-Brunswick

Le Nouveau-Brunswick représentait moins de 2% de la production canadienne, en 2012 (CEA, 2013). Le Nouveau-Brunswick a des sources de productions électriques très variées avec plus de 30 % d'électricité hydraulique, contre environ 48 % de charbon et 20% de gaz naturel. Principal fournisseur de l'île du Prince-Édouard, le Nouveau-Brunswick exporte beaucoup aussi vers la Nouvelle-Angleterre. Des échanges d'importations et d'exportations ont aussi lieu avec la Nouvelle-Écosse ainsi qu'avec le Québec qui a même développé une partie de sa production hydroélectrique au Nouveau-Brunswick.

- Ontario

L'Ontario représentait en 2012, 24% de la production électrique canadienne (CEA, 2013). L'essentielle de la production électrique de l'Ontario est assurée par des centrales nucléaires à la hauteur de plus de 60 %. Le reste de la production est assurée en 2012, par 24 % d'hydroélectricité, un peu moins de 7% de gaz naturel, environ 6% de charbon et moins de 2% d'énergie éolienne (CEA, 2013). La province de l'Ontario est la plus énergivore du Canada, à cause de sa population et son parc industriel grandissants d'année en année. L'Ontario importe donc une grande quantité d'électricité pour répondre à ses besoins aux heures de points et notamment pour ses besoins électriques estivaux à cause des systèmes de climatisation (NEB, 2003). L'Ontario importe de l'électricité du Manitoba et du Québec où le prix de l'hydroélectricité est avantageux. Néanmoins, l'Ontario exporte aussi de l'électricité vers les États-Unis (Michigan, Minnesota et New York). L'Ontario joue ainsi à la fois le rôle d'importateur net à l'échelle des provinces canadiennes et d'exportateur net avec les États-Unis.

De plus l'Ontario a la plus grande puissance éolienne installée au Canada, dépassant les 2800 MW. Permettant ainsi à la province d'arrêter l'ensemble de sa production électrique à base de charbon au début de l'année 2014, ajoutant aussi dans son bouquet électrique de la biomasse (Canwea, 2014). Le développement des filières éolienne et biomasse en Ontario sont telles qu'il a permis de fermer les centrales au charbon sur son territoire en 2014.

- Québec

Le Québec couvre à plus de 30% la production totale du Canada, prenant la place du plus grand producteur d'électricité du Canada. La province du Québec se démarque essentiellement par son importante production d'électricité hydroélectrique (plus de 97%). Le Québec bénéficie d'interconnexions avec l'Ontario, le Nouveau-Brunswick, l'état de New York et la Nouvelle-Angleterre ce qui permet d'exporter de grande quantité d'électricité (Ménard, 2005).

Avec 2300MW de puissance éolienne installée au Québec, l'énergie éolienne vient compléter le bouquet électrique hydroélectrique (Canwea). De plus, la province du Québec prévoit d'élargir encore son parc éolien à 4000 MW d'ici 2015 complété par 800MW chaque année de 2016 à 2025 (Canwea).

Depuis décembre 2012 la province du Québec a pris la décision de fermer sa centrale nucléaire, centrant ainsi sa production électrique sur des technologies d'énergies renouvelables.

- Saskatchewan

La province du Saskatchewan représente qu'environ 3% de la production totale canadienne. La grande partie de l'électricité de la province de Saskatchewan est issue des centrales à charbon. La part de charbon en 2012 s'élevait à presque 75% de la production total, le reste de la production étant assurée par plus de 17% d'électricité hydraulique, environ 4% d'éolien et 2% de gaz naturel (CEA, 2013). Avec une production de gaz naturel prévue à la hausse pour les années à venir (Ménard, 2005).

- Les provinces maritimes

La Nouvelle Écosse et l'Île du Prince-Édouard dépendent fortement de leurs importations en provenance du Nouveau-Brunswick. Pour Terre-Neuve et Labrador la majeure partie de la production électrique est fournie localement par la barrage hydroélectrique de Churchill Falls, contribuant à 97% du bouquet électrique de la province mais dont la production est presque intégralement exportée au Québec (CEA, 2013).

- Les territoires du Nord-Ouest, Yukon et Nunavut

L'immensité des territoires du Nord-Ouest, du Yukon et du Nunavut ainsi que la faible démographie de ces territoires ont isolé l'ensemble de ces provinces du réseau intégré canadien. La production électrique de ces provinces dépend de petites installations locales généralement au mazout.

Le Canada possède une variété considérable d'énergie renouvelables ainsi qu'un fort potentiel de développement de celle-ci. Ainsi le Canada se place en destination idéale pour recevoir des infrastructures de services TIC plus respectueuses de l'environnement.

ANNEXE B – RÉSEAU CANARIE

Le réseau développé par la société Canarie sert de base au développement des réseaux projets « GreenStar Network » et « Green Sustainable Telco Cloud », fournissant les infrastructures et assurant ainsi la connectivité interprovinciale au Canada.



Figure 6-2 Réseau Canarie (Canarie, 2013)

ANNEXE C – CARTES DES VENTS ET PUISSANCE EOLIENNE AU CANADA

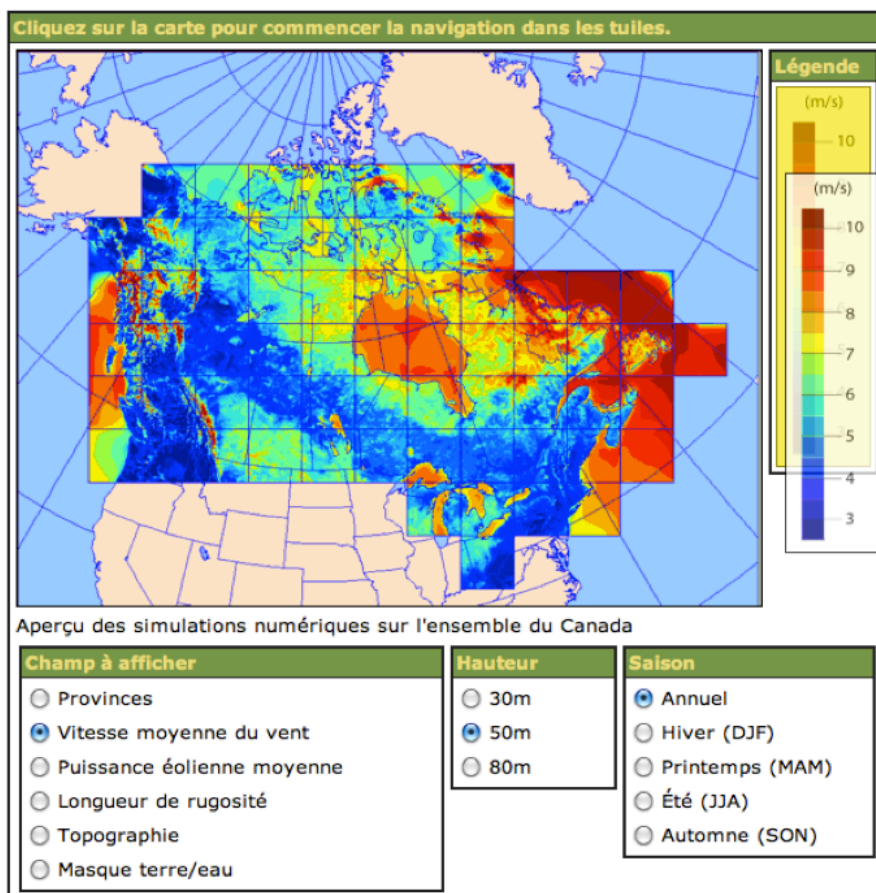


Figure 6-3 Cartes des vitesses moyennes du vent

La vitesse moyenne du vent n'excède pas les 6-7 m/s, mais on voit apparaître des zones intéressantes pour notre étude, en Ontario vers les Grands lacs, dans l'Alberta sud et l'ensemble du nord du pays.

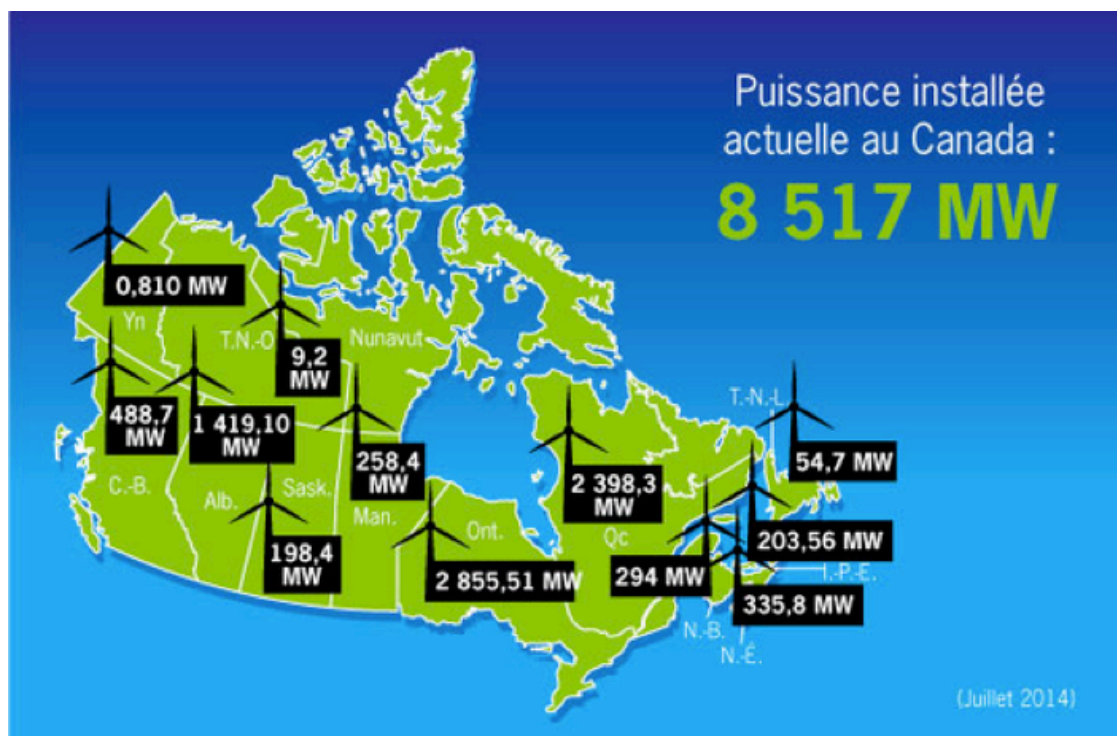


Figure 6-4 Carte des puissances éoliennes installées, 2013

ANNEXE D – PUISSANCE DES PARCS EOLIENS

Parcs éoliens/Site	Province	Date installée	Éolienne / Puissance totale	Compagnie
Parc éolien Castle River	AB	1997/11	1x Vestas V44-600 (600 kW) / 0.6000 (MW)	TransAlta
Parc éolien Cowley Ridge	AB	2001/10	15 Nordex de 1,300 kW / 19.5000 (MW)	TransAlta
Parc éolien Chin Chut	AB	2006/11	20 GE de 1.5MW / 30.0000 (MW)	Suncor / Acciona / Enbridge
Kettles Hill Phase I	AB	2006/03	5 Vestas de 1.8 MW / 9.0000 (MW)	Enmax
Kettles Hill Phase II	AB	2007/07	30 Vestas V80 de 1.8 MW chacune / 54.0000 (MW)	Enmax
Lundbreck	AB	2001/12	1 Enercon E40 de 600kW / 0.6000 (MW)	Lundbreck Developments Joint Venture A
Magrath	AB	2004/09	20 GE de 1.5MW chacune / 30.0000 (MW)	Suncor, Enbridge, EHN
McBride Lake	AB	2003/06	114 Vestas de 660 kW chacune / 75.2400 (MW)	ENMAX / TransAlta
McBride Lake East	AB	2001/12	1 Vestas V47 de 660 kW / 0.6600 (MW)	TransAlta

Old Man River Project	AB	2007/03	2 Vestas V80 de 1.8 MW / 3.6000 (MW)	Alberta Wind Energy Corp.
Parc éolien Sinnott	AB	2001/11	5 Nordex de 1,300 kW / 6.5000 (MW)	TransAlta
Parc éolien Soderghen	AB	2006/10	47 GE de 1.5 MW / 70.5000 (MW)	Nexen / TransAlta
Parc éolien Summerview	AB	2002/04	1 de 1.8MW / 1.8000 (MW)	TransAlta
Parc éolien Summerview	AB	2004/09	38 Vestas de 1.8 MW / 68.4000 (MW)	TransAlta
Parc éolien de Taber	AB	2007/09	37 Enercon E70 de 2.2 MW / 81.4000 (MW)	ENMAX
Optimist Wind Energy Wind Farm	AB	2004/01	1 Lagerway de 750 kW / 0.7500 (MW)	Optimist Wind Energy
Taylor Project	AB	2004/01	9 Kenetech de 375 kW / 3.3800 (MW)	TransAlta
Waterton Wind Turbines	AB	1998/11	1 Vestas de 600kW; 1998 - 2 Vestas de 600kW; 2000 - 1 Vestas de 660 kW; 2001 - 1 Vestas de 660 kW; 2002 - 1 Vestas de 660 kW / 3.7800 (MW)	TransAlta
Weather Dancer 1	AB	2001/09	1 NEG-Micon de 900 kW / 0.9000 (MW)	Epcor/Peigan Nation Reserve

Parc éolien Castle River	AB	2000/01	15 Vestas V47 de 660kW / 9.9000 (MW)	TransAlta
Parc éolien de Castle River	AB	2001/01	44 Vestas V47 de 660kW / 29.0400 (MW)	TransAlta
Cowley Ridge	AB	1993/199 4	57 x Kenetech de 375 kW / 21.4000 (MW)	TransAlta
Blue Trail Wind Farm	AB	2009/11	22 x Vestas 3 MW turbines / 66.0000 (MW)	TransAlta
Summerview 2 Wind Farm	AB	2010/02	22 x Vestas 3 MW / 66.0000 (MW)	TransAlta
Ardenville Wind Farm	AB	2010/Q4	23 x Vestas V90 3MW / 69.0000 (MW)	TransAlta
Ghost Pine Wind Farm	AB	2010/12	51 x GE 1.6 / 81.6000 (MW)	NextEra
Wintering Hills	AB	2011/12	General Electric x 55 / 88.0000 (MW)	Suncor
Optimist Wind Energy Wind Farm	AB	1993	Bonus 150 kW / 0.1500 (MW)	Optimist Wind Energy
Castle Rock Wind Farm	AB	2012/05	33 x Enercon / 75.9000 (MW)	Enel
Halkirk Wind	AB	2012/12	83x Vestas V90-1.8 / 149.4000 (MW)	Capital Power Corporation
Bear Mountain Wind Park	BC	2009/11	34 Enercon 3MW / 102.0000 (MW)	Bear Mountain Wind LP

The Eye of the Wind Turbine	BC	2010/02	1 x 1.5 MW Leitwind turbine / 1.5000 (MW)	Grouse Mountain Resorts Limited
Dokie Wind Project	BC	2011/02	Vestas V-90 / 144.0000 (MW)	Dokie General Partnership
Quality Wind	BC	2012/11	79x Vestas 1.8MW V90 (35) V100 (44) / 142.2000 (MW)	Capital Power Corporation
Projet de St. Leon	MB	2005/07	12 Vestas NM de 82 1.65 MW / 19.8000 (MW)	Algonquin Power Income Fund
St. Leon Project - Phase 2	MB	2006/03	51 Vestas NM 82 de 1.65 MW / 84.1500 (MW)	Algonquin Power Income Fund
St. Joseph	MB	2011/02	60 x Siemens 2.3 MW / 138.0000 (MW)	Pattern Energy
Kent Hills	NB	2008/12	32 X 3MW Vestas turbines / 96.0000 (MW)	TransAlta and Natural Forces Technologies Inc.
Caribou Wind Park	NB	2009/11	33 X 3 MW Vestas turbines / 99.0000 (MW)	GDF Suez
Kent Hills -	NB	2010/Q4	18 x Vestas V90 3MW / 54.0000	TransAlta

Expansion			(MW)	
Lameque Wind Power Project	NB	2011/03	30 x AWP77 / 45.0000 (MW)	Acciona Lameque GP Inc.
Ramea	NF	2004/10	6 Windmatic WM15S de 65 kW / 0.3900 (MW)	Frontier Power Systems Inc.
St.Lawrence Wind Farm	NF	2008/11	9 X 3 MW Vestas turbines / 27.0000 (MW)	NeWind
Fermeuse Wind Power Project	NF	2009/05	9 x Vestas 3.0 MW / 27.0000 (MW)	SkyPower
Ramea wind-diesel project	NF	2010/06	3x100 kW Northwind 100B turbines / 0.3000 (MW)	Nalcor Energy
Brookfield	NS	2005/11	1 Turbowinds T-600 / 0.6000 (MW)	Renewable Energy Services Limited
Digby Limited	NS	2006/12	1 x Enercon E48 de 800 kW / 0.8000 (MW)	Renewable Energy Services Limited
Fitzpatrick Mountain	NS	2006/12	1x Enercon E48 de 800 kW / 0.8000 (MW)	Renewable Energy Services Limited
Fitzpatrick Mountain	NS	2006/04	1 Enercon E48 de 800 kW / 0.8000 (MW)	Renewable Energy Services

				Limited
Glance Bay & Donkin	NS	2005/11	2 Enercon de 800 kW / 1.6000 (MW)	Cape Breton Power
Grand Etang	NS	2002/10	1 Vestas V47-660 (660 kW) / 0.6600 (MW)	Nova Scotia Power
Goodwood	NS	2005/11	1 Turbowinds de 600 kW / 0.6000 (MW)	Renewable Energy Services Limited
Higgins Mountain Riverhurst	NS	2006/12	3 Vensys de 1.2 MW / 3.6000 (MW)	Vector Wind Energy/Spring Hill
Lingan	NS	2007/01	5x E70 2MW / 10.0000 (MW)	Cape Breton Power
Lingan	NS	2006/06	2x E70 2 MW / 4.0000 (MW)	Cape Breton Power
Little Brook	NS	2002/10	1 Turbowinds T600 / 0.6000 (MW)	Nova Scotia Power
Marshville Limited	NS	2006/12	1x Enercon E48 de 800 kW / 0.8000 (MW)	Renewable Energy Services
Point Tupper	NS	2006/04	1 Enercon E48 de 800 kW / 0.8000 (MW)	Renewable Energy Services Limited
Pubnico Point -	NS	2004/01	2 Vestas de 1.8 MW / 3.6000	FPL Energy

Phase 1			(MW)	
Pubnico Point - Phase 2	NS	2005/01	15 Vestas de 1.8 MW / 27.0000 (MW)	FPL Energy
Projet Springhill	NS	2005/12	1 Vensys de 1.2 MW / 1.2000 (MW)	Vector Wind Energy
Springhill Riverhurst	NS	2006/12	1 Americas Wind Energy / 0.9000 (MW)	Vector Wind Energy/Springhill
Tiverton Riverhurst	NS	2006/12	1 Americas Wind Energy / 0.9000 (MW)	Vector Wind Energy/Springhill
Dalhousie Mountain project	NS	2009/12	34 x GE Energy 1.5 MW / 51.0000 (MW)	RMSenergy
Maryvale wind project	NS	2010/02	4 x Vensys 1.5 MW turbines / 6.0000 (MW)	Maryvale Wind LP (a subsidiary of Horizon Legacy Energy Corporation)
Point Tupper Wind Farm	NS	2010/08	11 x Enercon 2.00 turbines / 22.0000 (MW)	Renewable Energy Services Ltd. and NS

				Power
Digby Wind Farm	NS	2010/12	20 x GE 1.5 MW / 30.0000 (MW)	Emera and Scotian WindFields
Nuttby Wind Farm	NS	2010/12	22 x Enercon / 50.6000 (MW)	Nova Scotia Limited
Watts Wind	NS	2011/03	1 x Vensys V77 / 1.5000 (MW)	Watts Wind Inc.
Glen Dhu	NS	2010/12 (9 commiss ioned) 2011/03 (18 commiss ioned)	27 x Enercon E-82, E2 / 62.1000 (MW)	Shear Wind
Spiddle Hill Phase I	NS	2011/07	Enercon E53 / 0.8000 (MW)	Colchester-Cumberland Wind Field Inc.
Amherst I Wind Farm	NS	2012/04	15 x Suzlon S-97 / 31.5000 (MW)	Sprott Power
Fairmont Wind Farm	NS	2012/11	2x Enercon E-82 2.3MW / 4.6000 (MW)	Wind4All/Natural Forces
Diavik Mine Wind Farm	NT	2012/10	4x Enercon E70 2.3MW / 9.2000 (MW)	Rio Tinto and Harry Winston

				Diamond Corp
	ON	2008/01	6 Vestas de 1.65 MW / 9.9000 (MW)	Sky Generation
Éolienne de Dunnville	ON	2006/10	1 Pfleiderer de 650 kW / 0.6500 (MW)	Rosa Flora Limited
Parc éolien de Erie Shores	ON	2006/05	66 GE de 1.5 MW / 99.0000 (MW)	Macquarie Power & Infrastructure Income Fund
Parc éolien de Ferndale	ON	2002/11, 2006/10	1 Vestas de 1.8 MW, 2 Vestas de 1.65 MW / 5.1000 (MW)	Sky Generation
Huron Wind	ON	2002/11	5 Vestas de 1.8 MW / 9.0000 (MW)	Huron Wind
Kingsbridge 1 Wind Power Project	ON	2006/04	22 Vestas de 1.8 MW / 39.6000 (MW)	Capital Power
Melanchton 1 Wind Plant	ON	2006/03	45 GE de 1.5 MW / 67.5000 (MW)	TransAlta
Éolienne de Port Albert	ON	2001/12	1 Vestas V47 de 660 kW / 0.6600 (MW)	Privée
Parc éolien de Prince	ON	2006/11	126 GE de 1.5 MW / 189.0000 (MW)	Brookfield Renewable Power
Parc éolien de Providence Bay	ON	2007/02	2 Enercon E48 de 800 KW / 1.6000 (MW)	Schneider Power

Éolienne de Tiverton	ON	1995/10	1 Tacke TW de 600 CWM (cold weather modified, 600 kW) / 0.6000 (MW)	Ontario Power Generation
Éolienne d'Exhibition Place	ON	2003/01	1 Lagerway de 750 kW / 0.7500 (MW)	Toronto Hydro/Wind share
Parc Éolien Cultus	ON	2008/07	6 Vestas V82 de 1,65 MW / 9.9000 (MW)	International Power Canada, Inc.
Parc Éolien Frogmore	ON	2008/07	6 Vestas V82 de 1,65 MW / 9.9000 (MW)	International Power Canada, Inc.
Ripley Wind Power Project	ON	2007/12	38 Enercon de 2 MW / 76.0000 (MW)	Suncor Energy Products Inc./Acciona Energy
Mohawk Point Wind Farm	ON	2008/10	6 Vestas de 1.65 MW / 9.9000 (MW)	International Power Canada, Inc.
Parc éolien Port Alma	ON	2008/11	44 éoliennes Siemens 2,3 MW Mk II / 101.2000 (MW)	Kruger Énergie
Parc éolien Clear Creek	ON	2008/11	6 x Vestas 1.65 MW / 9.9000 (MW)	International Power Canada, Inc.
Melancthon Phase II	ON	2008/11	88 x GE Energy 1.5 MW turbine / 132.0000 (MW)	TransAlta

Parc éolien Cruickshank	ON	2008/10	5 x Vestas 1.65 MW turbine / 8.2500 (MW)	Enbridge
Ontario Wind Power Wind Farm	ON	2009/04	110 x Vestas 1.65MW (V-82) / 181.5000 (MW)	Enbridge
OPG 7 Gomborg Turbine	ON	2001	1.8MW Vestas / 1.8000 (MW)	Ontario Power Generation
Wolfe Island EcoPower Centre	ON	2009/06	86 Siemens 2.3 MW Wind Turbines / 197.8000 (MW)	TransAlta
Proof Line Wind Farm	ON	2009/12	4 X 1.65 MW Vestas turbines / 6.6000 (MW)	Sky Generation
Thames River project	ON	2010/02	20 x Enercon 2 MW / 40.0000 (MW)	Boralex Inc.
Harrow Wind Project	ON	2010/06	24 x Vestas 1.65 MW / 39.6000 (MW)	International Power Canada
Gosfield Wind facility	ON	2010/10	22 x 2.3-101 MW / 50.6000 (MW)	Brookfield Renewable Power
Talbot Wind Farm	ON	2010/12	43 x Siemens 2.3-101 MW / 98.9000 (MW)	Enbridge/RES
Naylor Wind Farm	ON	2010/12	5 x Enercon 2 MW / 10.0000 (MW)	Boralex Inc.
Richardson Wind Farm	ON	2010/12	5 x Enercon 2 MW / 10.0000 (MW)	Boralex Inc.

North Maiden Wind Farm	ON	2011/01	5 x Enercon 2 MW / 10.0000 (MW)	Boralex Inc.
South Side Wind Farm	ON	2010/12	5 x Enercon 2 MW / 10.0000 (MW)	Boralex Inc.
Gracey Wind Farm	ON	2010/12	5 x Enercon 2 MW / 10.0000 (MW)	Boralex Inc.
Arthur Wind Farm	ON	2010/12	5 x Enercon 2 MW / 10.0000 (MW)	Schneider Power Inc.
Kruger Energy Chatham Wind	ON	2011/01	Siemens SWT-2.3-101 & 2.3-93 / 101.2000 (MW)	Kruger Energy
Raleigh Wind Power Partnership	ON	2011/01	52 x General Electric 1.5MW / 78.0000 (MW)	Invenergy LLC
Kent Breeze Wind Farm	ON	2011/05	General Electric 2.5 MW / 20.0000 (MW)	Suncor Energy Inc.
Greenwich Renewable Energy Project	ON	2011/11	43 x Siemens / 98.9000 (MW)	Enbridge/RES Canada
Pointes Aux Roches	ON	2011/12	Vestas V90 x 27 / 48.6000 (MW)	International Power/GDF Suez
Comber East	ON	2011/12	Siemens 2.3-MW SWT-2.3-101 x 36 / 82.8000 (MW)	Brookfield
Comber West	ON	2011/12	Siemens 2.3-MW SWT-2.3-101 x 36 / 82.8000 (MW)	Brookfield
Grand Valley Wind Farm	ON	2012/04	9x Siemens SWT-2.3-101 / 19.8000 (MW)	Greta Energy Inc.

(Phase I & II)				
Plateau I&II	ON	2012/03	12x General Electric 1.5 XL / 18.0000 (MW)	International Power/GDF Suez
Plateau III	ON	2012/04	6x General Electric 1.5 XL / 9.0000 (MW)	International Power/GDF Suez
Mother Earth Renewable Energy Project Phase I	ON	2012/09	2x Enercon E-82 / 4.0000 (MW)	MERE General Partner Inc, wholly owned subsidiary of the M Chigeeng First Nation
Vestas Prototype	PE	2004/01	1 Vestas V90 de 3 MW / 3.0000 (MW)	TransAlta
Parc éolien Aeolus	PE	2003/08	1 Vestas V90 / 3.0000 (MW)	Aeolous PEI Wind
Parc éolien Eastern Kings	PE	2007/01	10 Vestas V90 de 3 MW / 30.0000 (MW)	PEI Energy Corporation
Parc éolien North Cape	PE	2004/01	8 Vestas V47-660 (660 kW) / 5.2800 (MW)	Prince Edward Island Energy Corporation
Parc éolien	PE	2001/11	8 Vestas V47-660 (660 kW) /	Prince

North Cape			5.2800 (MW)	Edward Island Energy Corporation
Parc éolien de Norway	PE	2007/06	3 Vestas V90 de 3 MW / 9.0000 (MW)	Suez Renewable Energy NA
Parc éolien de West Cape	PE	2007/05	11 Vestas V80 de 1.8 MW / 19.8000 (MW)	Suez Renewable Energy NA
West Cape Phase 2	PE	2009/08	44 x Vestas 1.8 MW turbine / 79.2000 (MW)	GDF Suez
Summerside Wind Project	PE	2009/12	4 x Vestas 3 MW / 12.0000 (MW)	
Baie-des-Sables	QC	2006/11	73 GE de 1.5 MW / 109.5000 (MW)	Cartier Wind Energy (BDS)
Le Nordais (Phase 1 - Cap Chat)	QC	1999/03	76x NEG-Micon NM750/48 (750 kW) / 57.0000 (MW)	TransAlta
Le Nordais (Phase 2 - Matane)	QC	1999/09	57 NEG-Micon NM750/48 (750 kW) / 42.7500 (MW)	TransAlta
Matane	QC	1998/01	3 NEG-Micon 750/44 (750 kW) / 2.2500 (MW)	Hydro- Québec
Projet Mont Miller	QC	2005/06	30 Vestas V80 de 1.8 MW / 54.0000 (MW)	Northland Power

				Income Fund
Projet Mont Copper	QC	2004/05	5 V80 de 1.8 MW / 9.0000 (MW)	FPL Energy
Projet Mont Copper (Phase 2)	QC	2005/06	25 Vestas V80 de 1.8 MW / 45.0000 (MW)	FPL Energy
Parc éolien du Renard	QC	2003/09	3 Jeumont 750 kW J48c / 2.2500 (MW)	Groupeement éolien Québécois
Anse-à-Valleau	QC	2007/12	67 GE Energy de 1.5 MW / 100.5000 (MW)	Cartier Wind Energy
Parc éolien Carleton	QC	2008/11	73 x GE Energy 1.5 MW turbines / 109.5000 (MW)	Cartier Énergie éolienne
Jardin d'Eole Wind Farm	QC	2009/11	85 x GE Energy 1.5 MW / 127.5000 (MW)	Northland Power Income Fund
Site Nordique Expérimental en Éolien CORUS (SNEEC)	QC	2010/03	2 x 2.05 MW REpower turbine / 4.1000 (MW)	Technocentr e Éolien
Mont Louis	QC	2011/09	67 x General Electric / 100.5000 (MW)	Northland Power
Montagne-	QC	2011/11	39 x General Electric / 58.5000	Innergex

Seche			(MW)	Renewable Energy Inc.
Grosse Morne Phase I	QC	2011/11	67 x General Electric / 100.5000 (MW)	Cartier Énergie éolienne
Le Plateau wind Power LP	QC	2012/03	60 x Enercon E70 / 138.6000 (MW)	Invenergy LLC
Saint-Robert-Bellarmin Wind Farm	QC	2012/10	40x REpower 2MW turbines / 80.0000 (MW)	EDF EN Canada
Parc éolien de Gros-Morne Sainte-Madeleine (Phase II)	QC	2012/11	74x General Electric 1.5MW SLE / 111.0000 (MW)	Cartier Énergie éolienne (TransCanada 62% + Innergex 38%)
Centennial Wind Power Facility	SK	2006/02	83 Vestas de 1.8 MW (90 MW On-line in 2005/12) / 149.4000 (MW)	SaskPower International
Cypress Wind Power Facility	SK	2001/09	9 Vestas V47 de 660 kW / 5.9400 (MW)	SaskPower International
Cypress Wind Power Facility	SK	2003/12	7 Vestas V47 de 660 kW / 4.6200 (MW)	SaskPower International
Sunbridge	SK	2001/09	17 Vestas V47-660 (660 kW) / 11.2200 (MW)	Suncor & Enbridge
Red Lily Wind Energy Project	SK	2011/02	Vestas V-82 / 26.4000 (MW)	Red Lily Wind

				Energy Partnership/ Algonquin Power
Haeckel Hill 1	YT	1993/07	1 bonus de 150 kW / 0.1500 (MW)	Yukon Energy Corporation
Haeckel Hill 1	YT	2000/11	1 Vestas V47 de 660 kW / 0.6600 (MW)	Yukon Energy Corporation

ANNEXE E – DONNEES BRUTES PRODUCTION ELECTRICITE

ALBERTA

Date	Heure	Charbon	Gaz naturel	Hydro	Éolien	Pétrole
01/01/12	1	5016	2988	73	72	273
01/01/12	2	4924	2954	55	63	276
01/01/12	3	4858	2924	56	38	273
01/01/12	4	4823	2870	59	23	273
01/01/12	5	4735	2884	75	32	274
01/01/12	6	4680	2880	92	61	274
01/01/12	7	4637	2862	52	90	272
01/01/12	8	4559	2895	130	155	275
01/01/12	9	4564	2941	146	218	276
01/01/12	10	4477	2919	159	290	276
01/01/12	11	4415	2875	138	419	275
01/01/12	12	4449	2878	126	499	274
01/01/12	13	4523	2906	140	548	272
01/01/12	14	4552	2887	134	606	272
01/01/12	15	4530	2908	169	599	272
01/01/12	16	4613	2946	192	608	272
01/01/12	17	4736	3094	199	627	272
01/01/12	18	4851	3314	174	636	272
01/01/12	19	4783	3298	161	648	270
01/01/12	20	4805	3212	220	580	269
01/01/12	21	4819	3166	179	603	269
01/01/12	22	4764	3110	138	582	267
01/01/12	23	4686	2996	113	594	267
01/01/12	24	4649	2833	64	635	270
02/01/12	1	4486	2768	62	645	269
02/01/12	2	4403	2756	56	616	270
02/01/12	3	4325	2763	81	641	270
02/01/12	4	4380	2761	85	596	262
02/01/12	5	4482	2759	95	474	272
02/01/12	6	4560	2767	79	483	270
02/01/12	7	4626	2734	75	460	271
02/01/12	8	4468	2742	156	571	271
02/01/12	9	4641	2805	186	576	270
02/01/12	10	4710	2897	188	606	268
02/01/12	11	4854	3015	234	597	272
02/01/12	12	4963	3122	233	503	271
02/01/12	13	4930	3160	165	558	277
02/01/12	14	4788	3144	186	625	273
02/01/12	15	4716	3069	187	642	268
02/01/12	16	4763	3112	220	612	270
02/01/12	17	4770	3102	240	606	268
02/01/12	18	5020	3265	251	488	269

02/01/12	19	4955	3243	228	422	269
02/01/12	20	4905	3213	220	425	270
02/01/12	21	4803	3064	151	607	274
02/01/12	22	4793	3006	121	711	272
02/01/12	23	4625	2886	111	736	275
02/01/12	24	4488	2795	71	709	270

Figure 6-5 Détail horaire sur deux journées des technologies de production d'électricité Alberta

ANNEXE F – DONNEES D'INVENTAIRE IMPORTATION/ EXPORTATION QUEBEC

Mois	Heures	Production Québec (MW)	New-York		Nouvelle-Angleterre		Nouveau-Brunswick		Ontario	
			Import QC-->NY (MW)	export (MW) NY-->QC	Import (MW) QC -->NE	export (MW) NE -->NE	Import (MWh) QC-->NB	Export (MWh) NB-->QC	Import (MW) QC-->ON	export (MW) ON-->QC
	1	1,86E+04	9,0E+02	0,0E+00	1,2E+03	0,0E+00	5,1E+02	0,0E+00	-9,9E+01	3,5E+02
	2	1,83E+04	7,3E+02	0,0E+00	9,9E+02	0,0E+00	5,1E+02	0,0E+00	-9,7E+01	3,4E+02
	3	1,84E+04	6,3E+02	0,0E+00	8,5E+02	0,0E+00	5,1E+02	0,0E+00	-1,3E+02	3,7E+02
	4	1,85E+04	5,9E+02	0,0E+00	8,0E+02	0,0E+00	5,2E+02	0,0E+00	-1,6E+02	3,6E+02
	5	1,90E+04	6,5E+02	0,0E+00	8,9E+02	0,0E+00	5,1E+02	0,0E+00	-1,5E+02	3,6E+02
	6	2,00E+04	8,5E+02	0,0E+00	1,2E+03	0,0E+00	5,3E+02	0,0E+00	-2,5E+02	2,4E+02
	7	2,19E+04	1,1E+03	0,0E+00	1,5E+03	0,0E+00	6,0E+02	0,0E+00	-3,3E+02	7,3E+01
	8	2,36E+04	1,2E+03	0,0E+00	1,6E+03	0,0E+00	6,7E+02	0,0E+00	-4,1E+02	6,0E+01
	9	2,37E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,7E+03	0,0E+00	6,9E+02	0,0E+00	-4,8E+02	4,9E+01
	10	2,34E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	6,7E+02	0,0E+00	-4,8E+02	4,4E+01
	11	2,31E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	6,6E+02	0,0E+00	-5,1E+02	4,4E+01
	12	2,27E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	6,6E+02	0,0E+00	-4,8E+02	4,5E+01
	13	2,21E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	6,3E+02	0,0E+00	-4,8E+02	5,1E+01
	14	2,16E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	6,2E+02	0,0E+00	-5,5E+02	4,9E+01
	15	2,12E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,7E+03	0,0E+00	6,0E+02	0,0E+00	-4,8E+02	4,7E+01
	16	2,12E+04	1,2E+03	0,0E+00	1,7E+03	0,0E+00	5,9E+02	0,0E+00	-4,6E+02	4,6E+01
	17	2,16E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,7E+03	0,0E+00	5,9E+02	0,0E+00	-5,0E+02	4,8E+01
	18	2,17E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	5,9E+02	0,0E+00	-4,1E+02	5,0E+01
	19	2,17E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	5,8E+02	0,0E+00	-5,1E+02	4,5E+01
	20	2,19E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	6,0E+02	0,0E+00	-7,6E+02	4,4E+01
	21	2,21E+04	1,4E+03	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	6,3E+02	0,0E+00	-5,9E+02	4,5E+01
	22	2,18E+04	1,3E+03	0,0E+00	1,8E+03	0,0E+00	6,4E+02	0,0E+00	-4,1E+02	7,2E+01
	23	2,06E+04	1,2E+03	0,0E+00	1,7E+03	0,0E+00	5,9E+02	0,0E+00	-2,2E+02	2,7E+02
avr-13	24	1,93E+04	1,1E+03	0,0E+00	1,4E+03	0,0E+00	5,2E+02	0,0E+00	-1,3E+02	3,5E+02

Figure 6-6 Tableau d'inventaire d'une journée type du mois d'avril 13 Québec et interconnexions

ANNEXE G – SCRIPT PYTHON DONNEES NET ECHANGES EN TEMPS REEL NOUVEAU-BRUNSWICK

```

import urllib, time

from datetime import datetime

print "execution en cours.....ctrl-c pour quitter"

#aquisition des donnees
while True:
    try: #ce try est juste la pour gérer les erreurs en cas de perte internet ou de page inaccessible
        site=urllib.urlopen("http://tso.nbpower.com/Public/fr/SystemInformation_realtime.asp")
        data=[]
        i=datetime.now()
        data.append(i.strftime('%Y-%m-%d_%H-%M-%S')) #on ajoute un timestamp dans la variable pour dater la donnée
        for lines in site.readlines(): #on lit la page web ligne a ligne
            if '<td nowrap bgcolor="" align="center">' in lines:
                data.append(int(lines.split('<td nowrap bgcolor="" align="center">')[1].split('</td>')[0])) #extraction des données pour les lignes
intéressantes
        try:
            with open('acquisitionNB.txt','r') as f: #test si fichier existant: si inexistant alors erreur gérée par except
                if "Time-stamp" not in f.readline(): #si fichier existant on verifie si le contenu est correct
                    with open('acquisitionNB.txt','w') as f: #contenu non correct alors on recree un fichier propre
                        ligne1=["Time-stamp","Charge au NB","Demande au NB","ISO-NE","NMISA","HYDRO QUEBEC","NOUVELLE
ECOSSE","PEI"]
                        print>>f, ligne1
                        print>>f, data #écriture dans le fichier resultat
                    else:
                        with open('acquisitionNB.txt','a') as f:
                            print>>f, data #écriture dans le fichier resultat
            except:
                with open('acquisitionNB.txt','w') as f: #fichier inexistant alors on cree un fichier
                    ligne1=["Time-stamp","Charge au NB","Demande au NB","ISO-NE","NMISA","HYDRO QUEBEC","NOUVELLE ECOSSE","PEI"]
                    print>>f, ligne1 #test
                    print>>f, data #écriture dans le fichier resultat
                time.sleep(3600) #pause avant la prochaine écriture
        except: #si erreur on fait une pause et on essaye de nouveau plus tard
            time.sleep(3600)
            continue

```

ANNEXE H – BOUQUETS ELECTRIQUES TEMPORELS ONTARIO

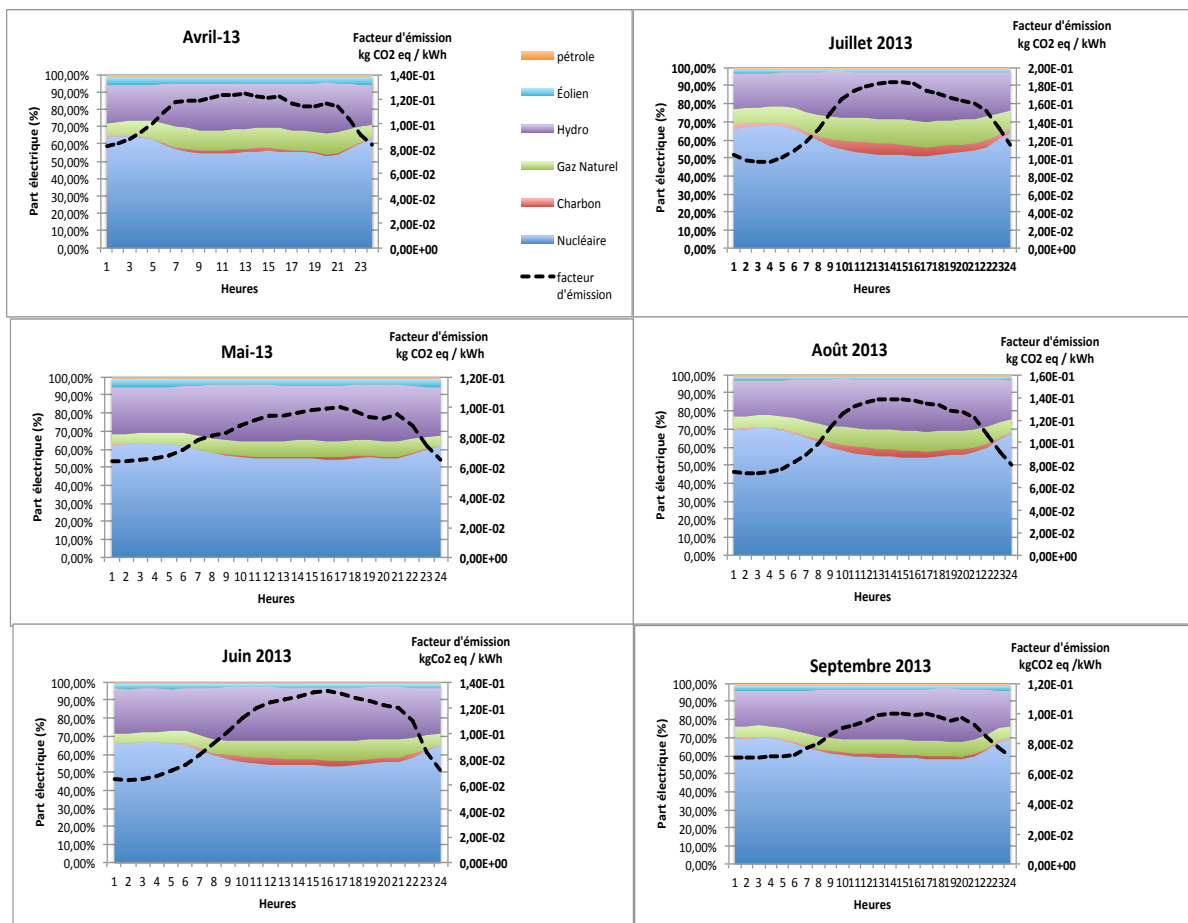


Figure 6-7 Modèle temporel de type M3 approche conséquentielle,
Ontario année 2013-2014

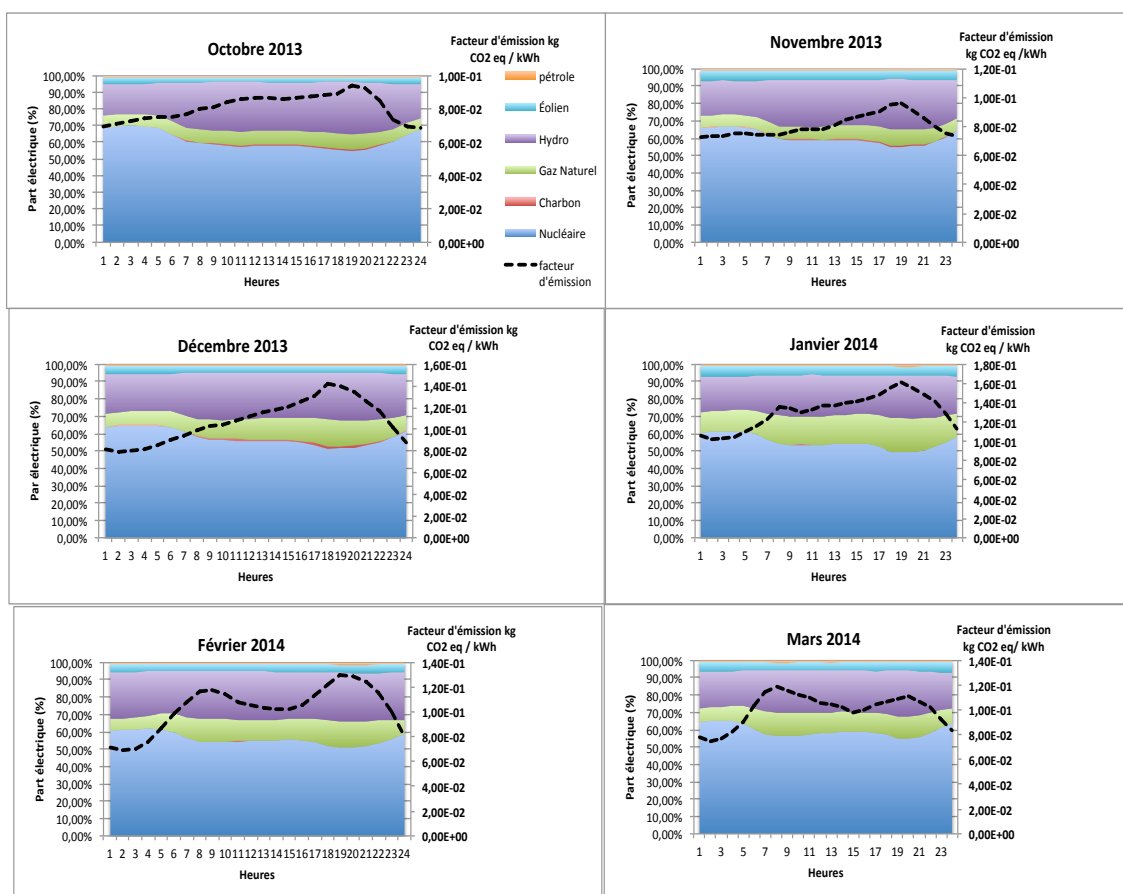


Figure 6-8 Modèle temporel mensuel de type M3 approche conséquentielle,
Ontario année 2013-2014 (suite)

ANNEXE I – ÉCARTS TYPES MENSUELS PAR TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

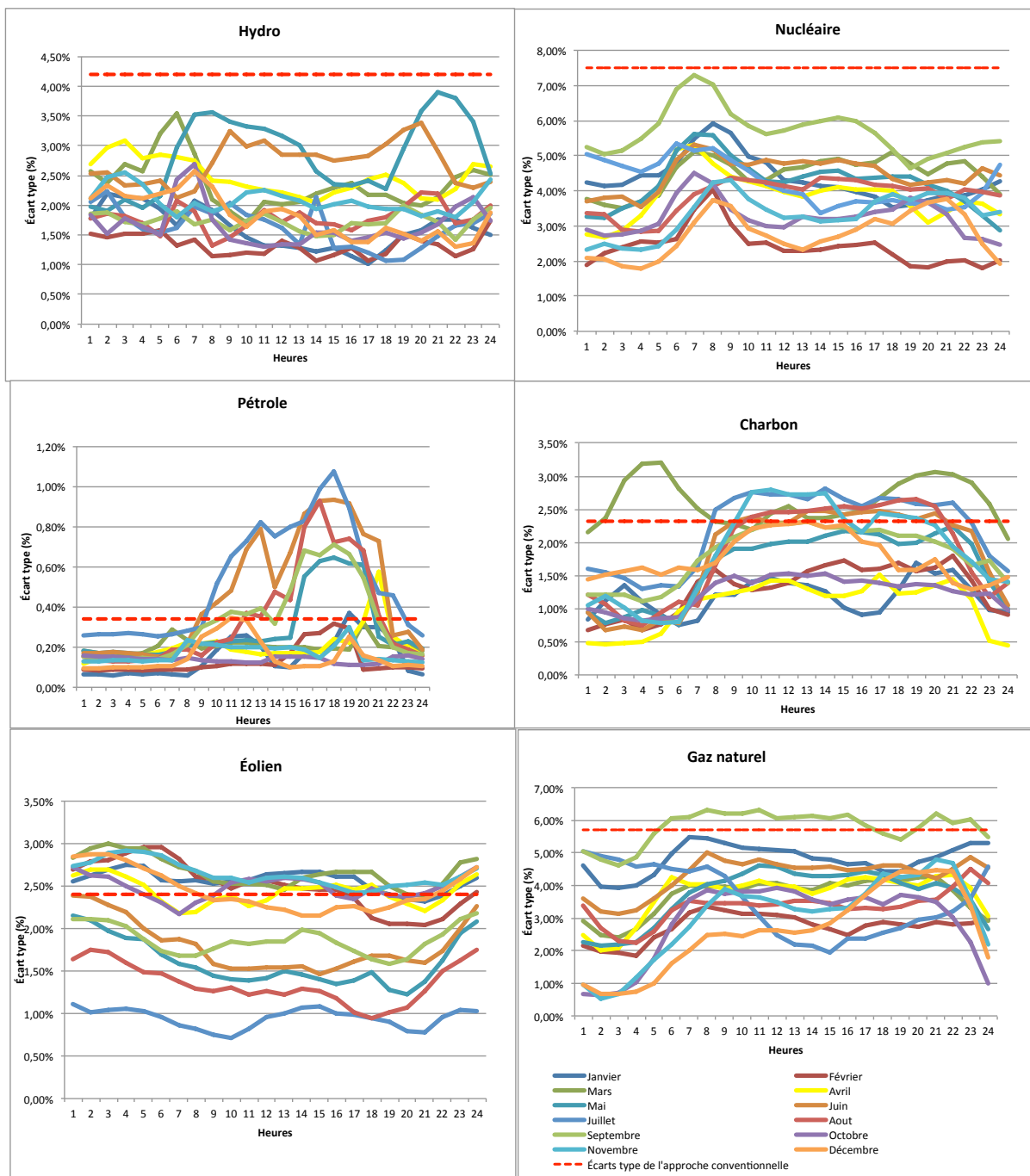


Figure 6-9 Variation des écarts types du modèle temporel mensuel, Ontario année 2012

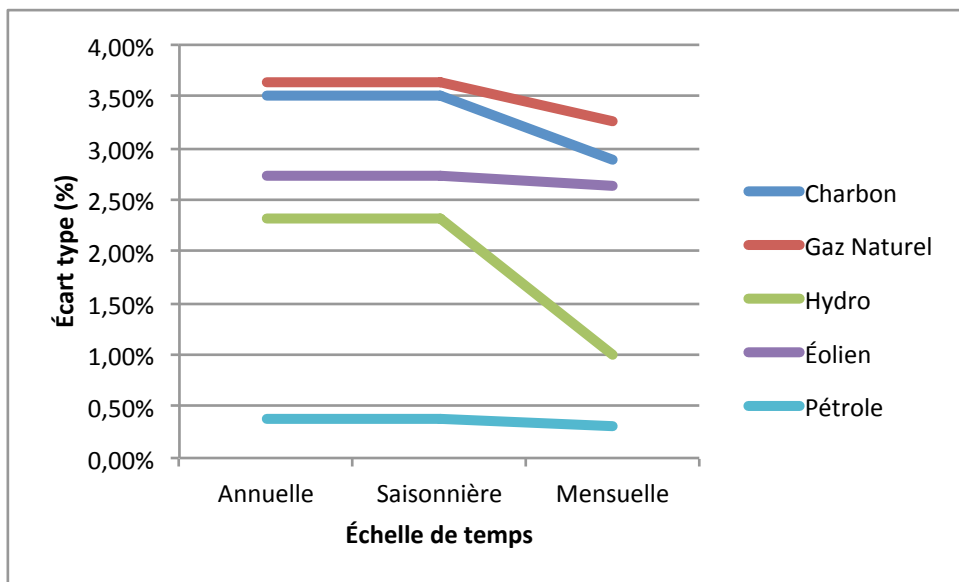
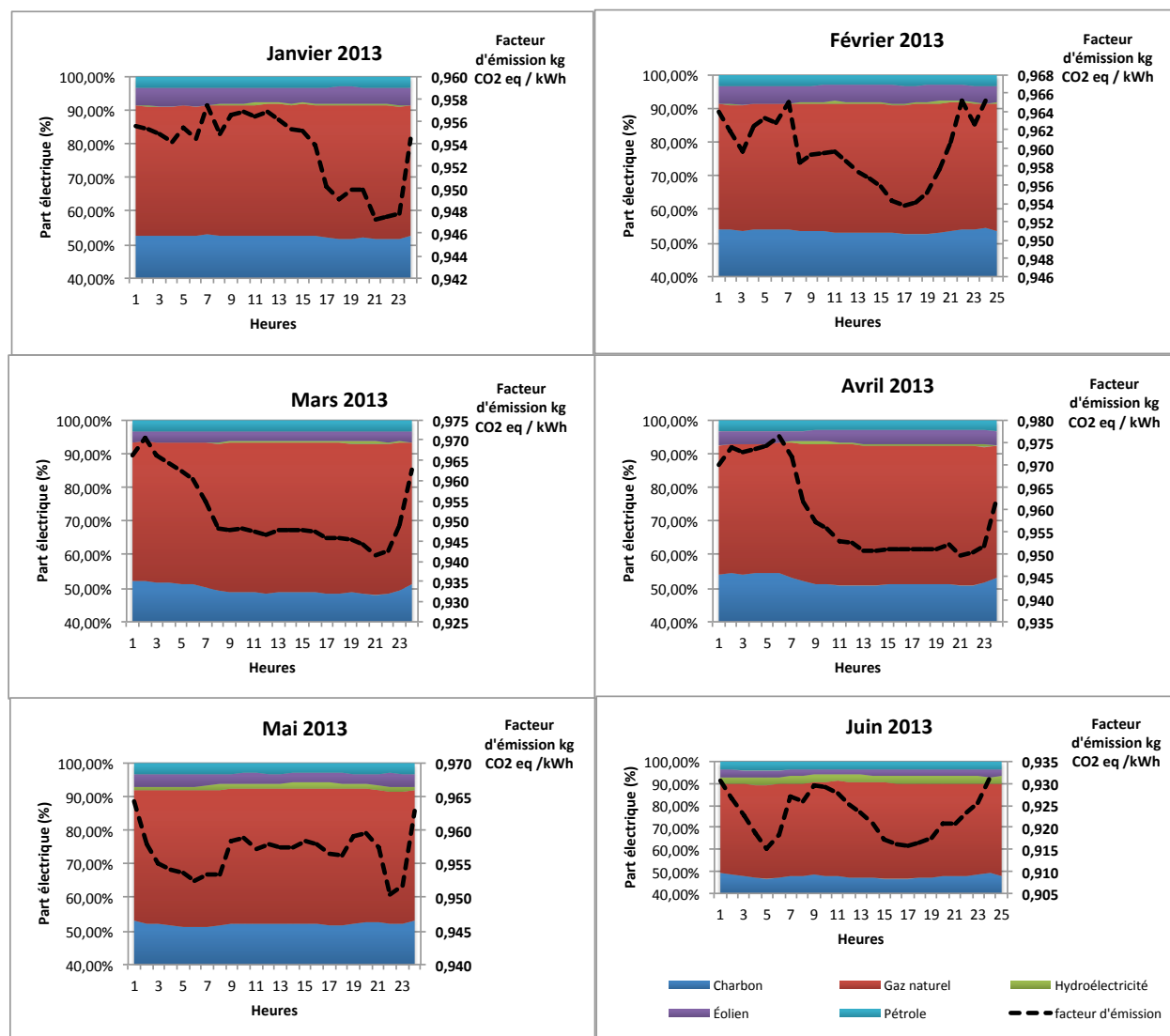
ANNEXE J – ÉCART TYPE ALBERTA COMPARAISON DES MODÈLES

Figure 6-10 Écarts type en fonction de l'échelle temporelle, Alberta 2012

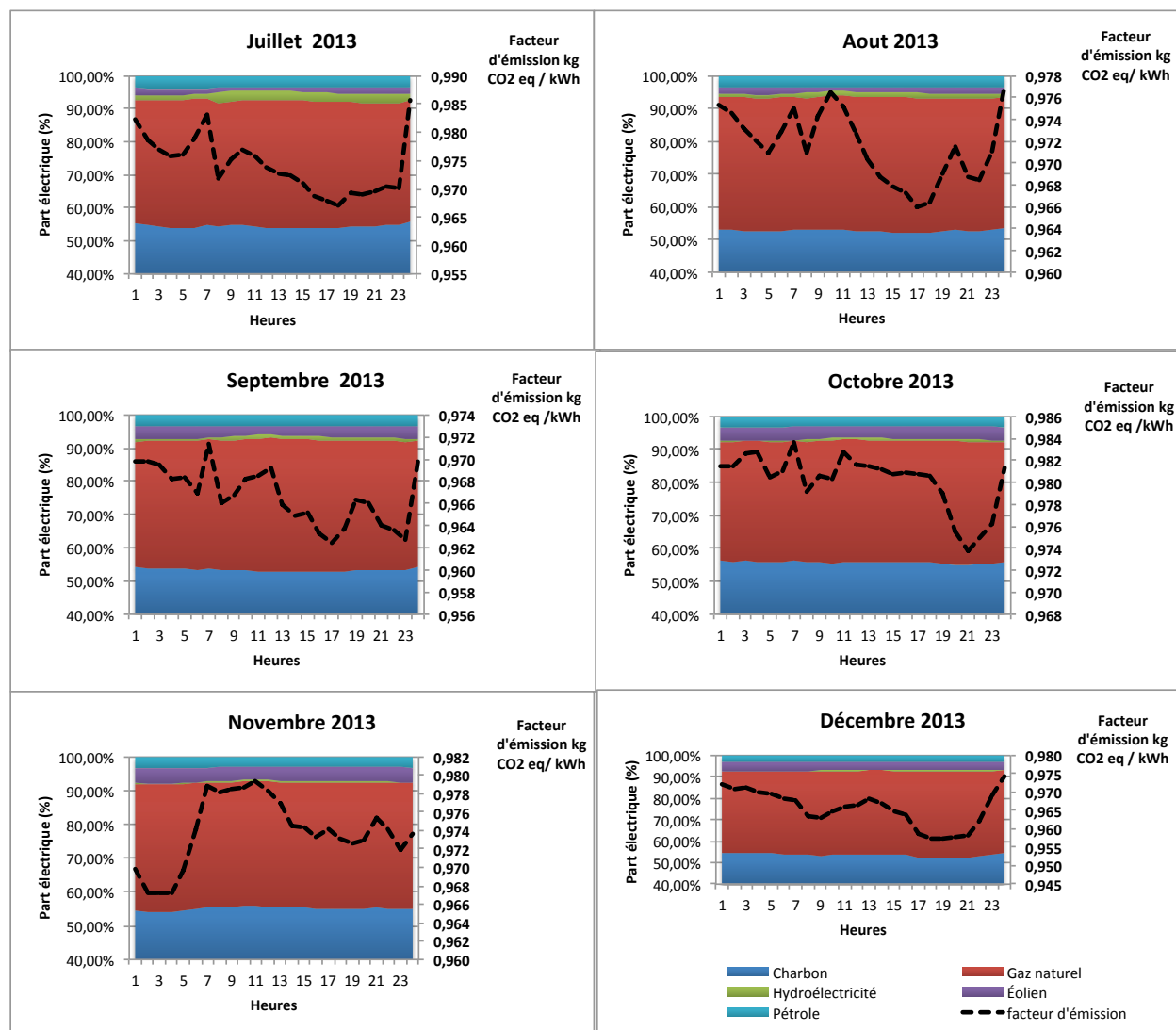
ANNEXE K – MODÈLES M1 ET M3 DE L'ALBERTA

- Modélisation de type M1-Bouquet électrique = f (production)



* NB les parts électriques commencent à 40% pour une meilleure lisibilité des parts électriques plus faibles.

Figure 6-11 Modèle temporel mensuel de type M1, Alberta année 2013



* NB les parts électriques commencent à 40% pour une meilleure lisibilité des parts électriques plus faibles.

Figure 6-12 Modèle temporel mensuel de type M1, Alberta année 2013 (suite)

- **Modèle de type M3 approche conséquentielle - Bouquet électrique = f (production, importations, exportations)**

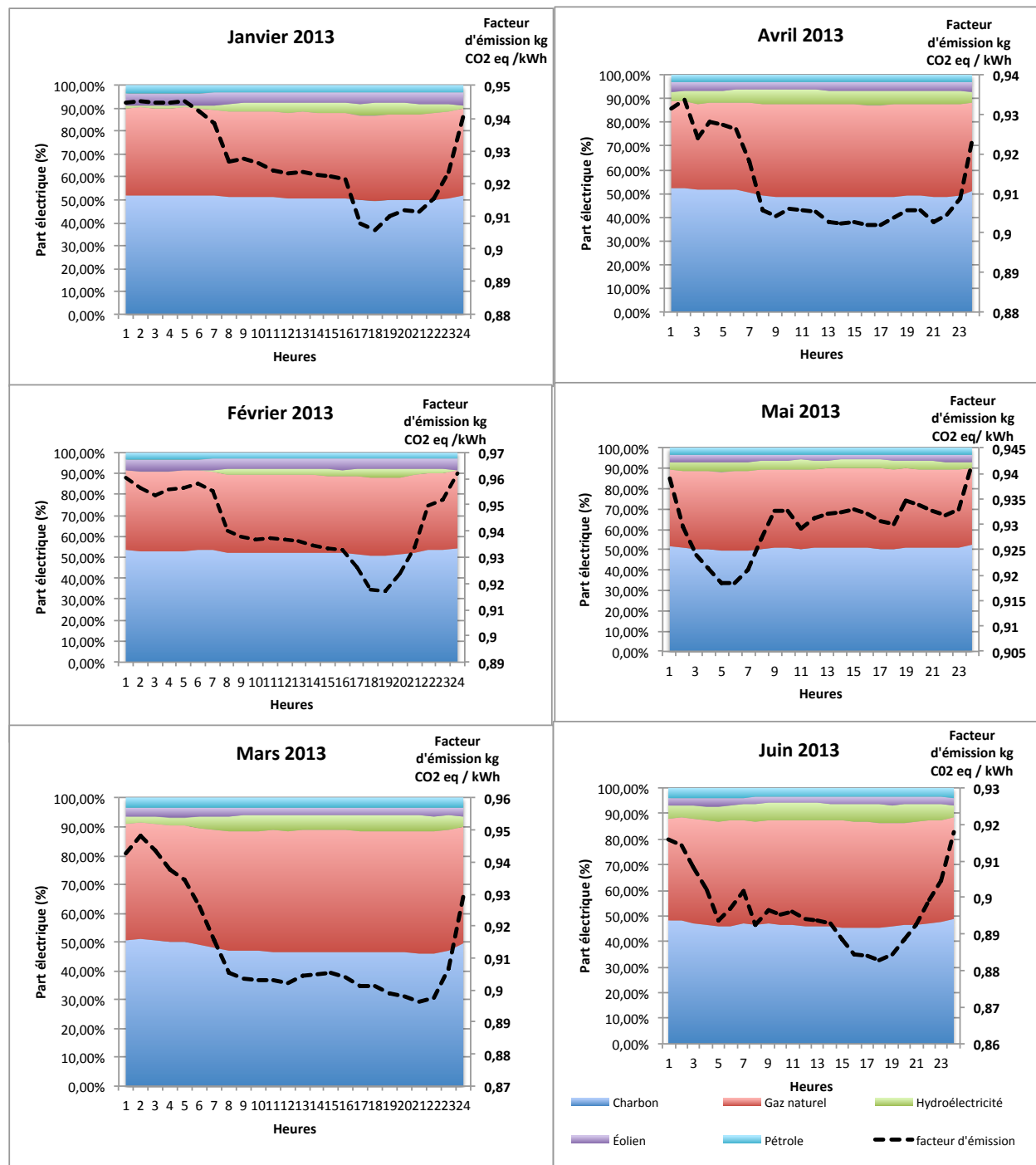
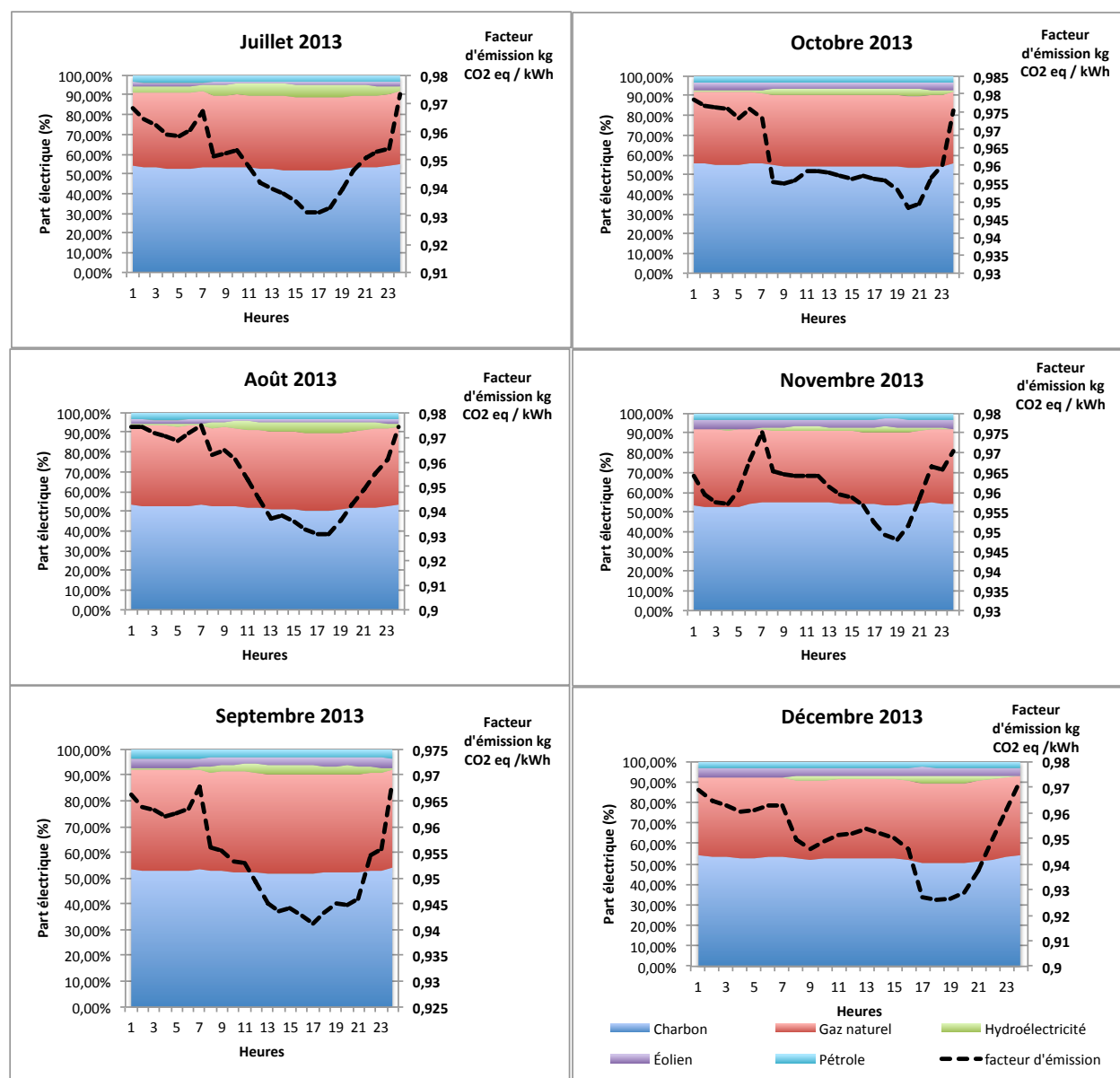


Figure 6-13 Modèle temporel mensuel de type M3 approche conséquentielle, Alberta année 2013

Figure 6-14 Modèle temporel mensuel de type M3 approche conséquentielle, Alberta année 2013
(suite)

- Modèle de type M3 approche attributionnelle-Bouquet électrique = f (production, importations, exportations)

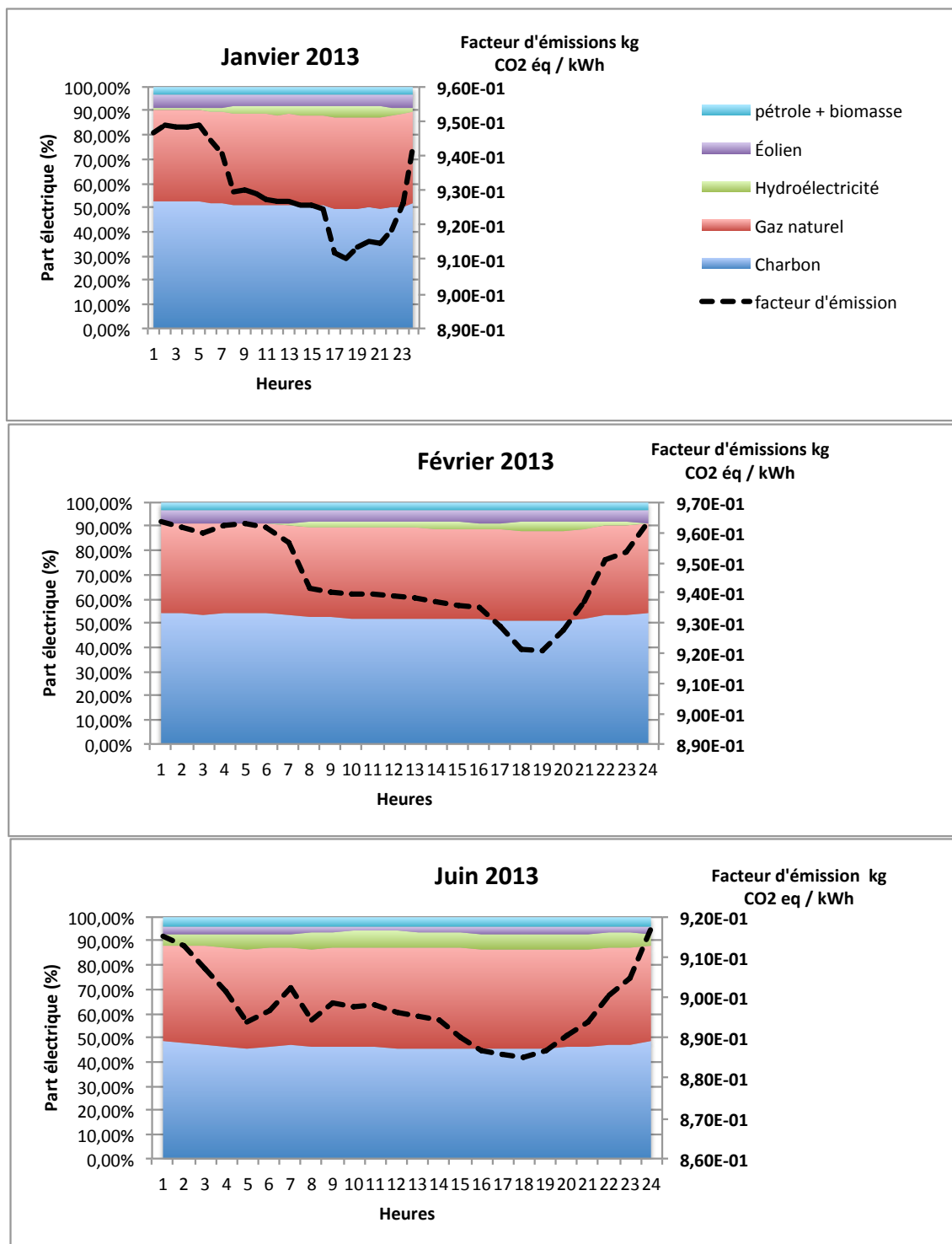


Figure 6-15 Modèle temporel de type M3 approche attributionnelle, pour trois mois en Alberta

ANNEXE L – COMPARAISON DES VARIATIONS DES FACTEURS D'ÉMISSION DE DIFFÉRENTES ANNÉES EN ALBERTA

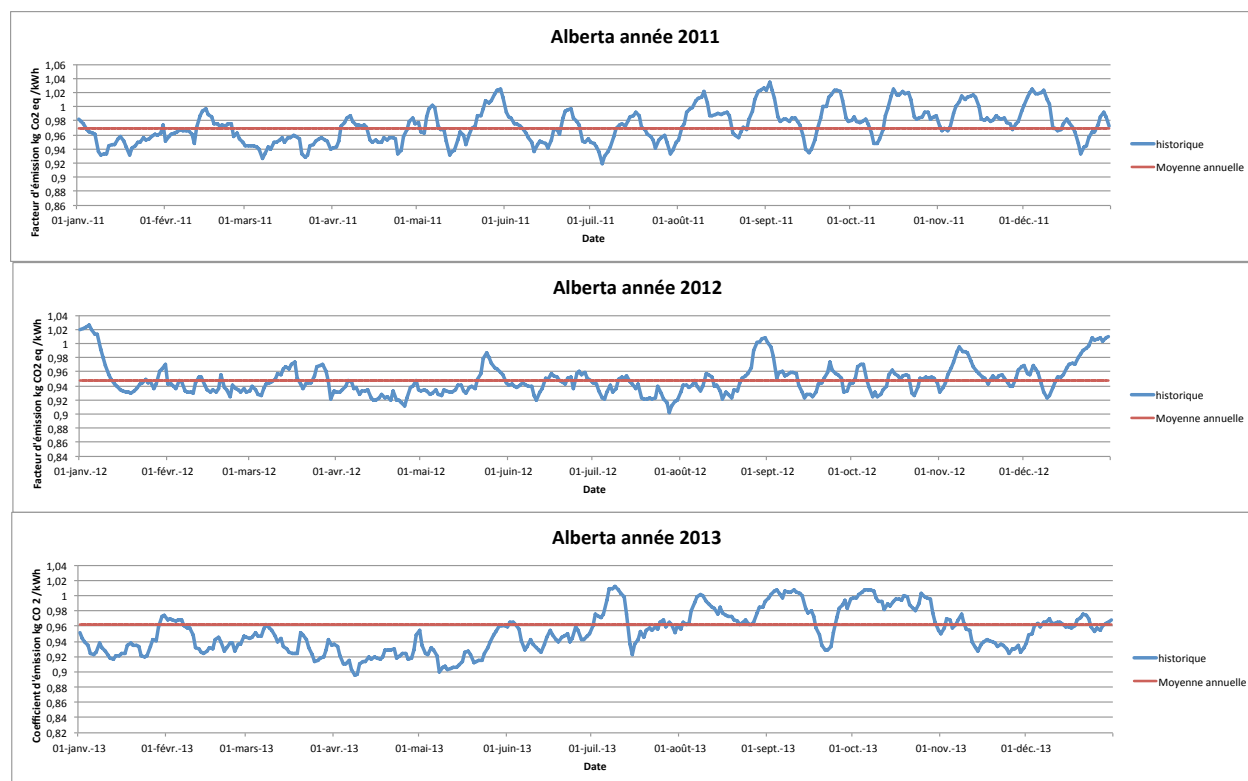


Figure 6-16 Variation du facteur d'émission au cours de l'année, Alberta 2011, 2012 et 2013

ANNEXE M – PROFIL DE PRODUCTION DU QUÉBEC À PARTIR DES DONNÉES ONTARIENNES

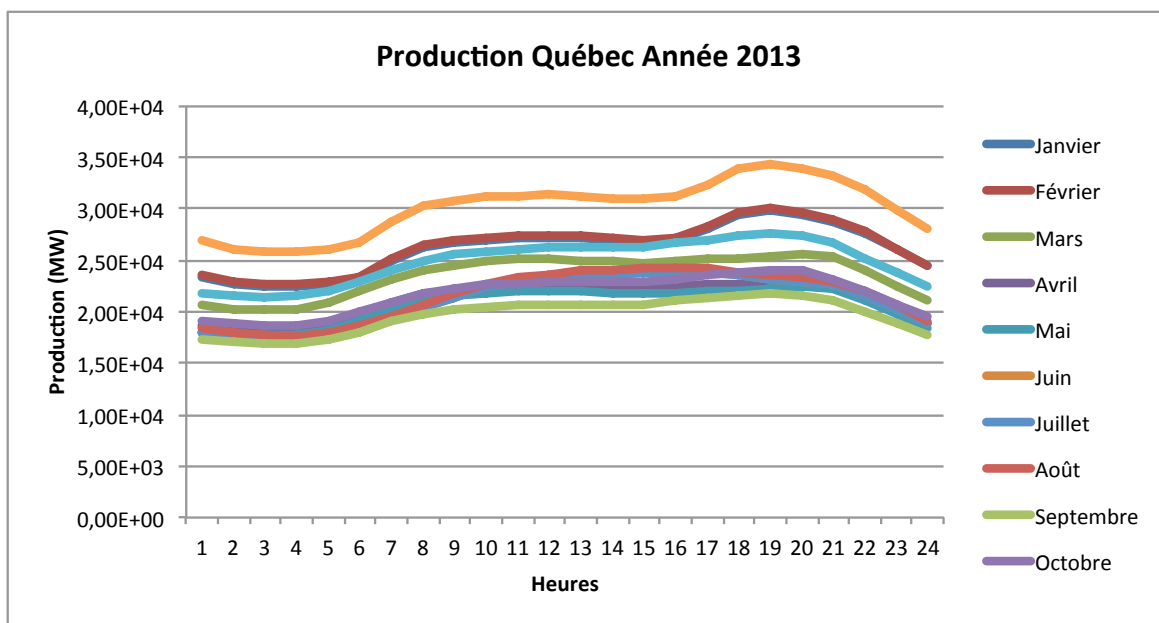
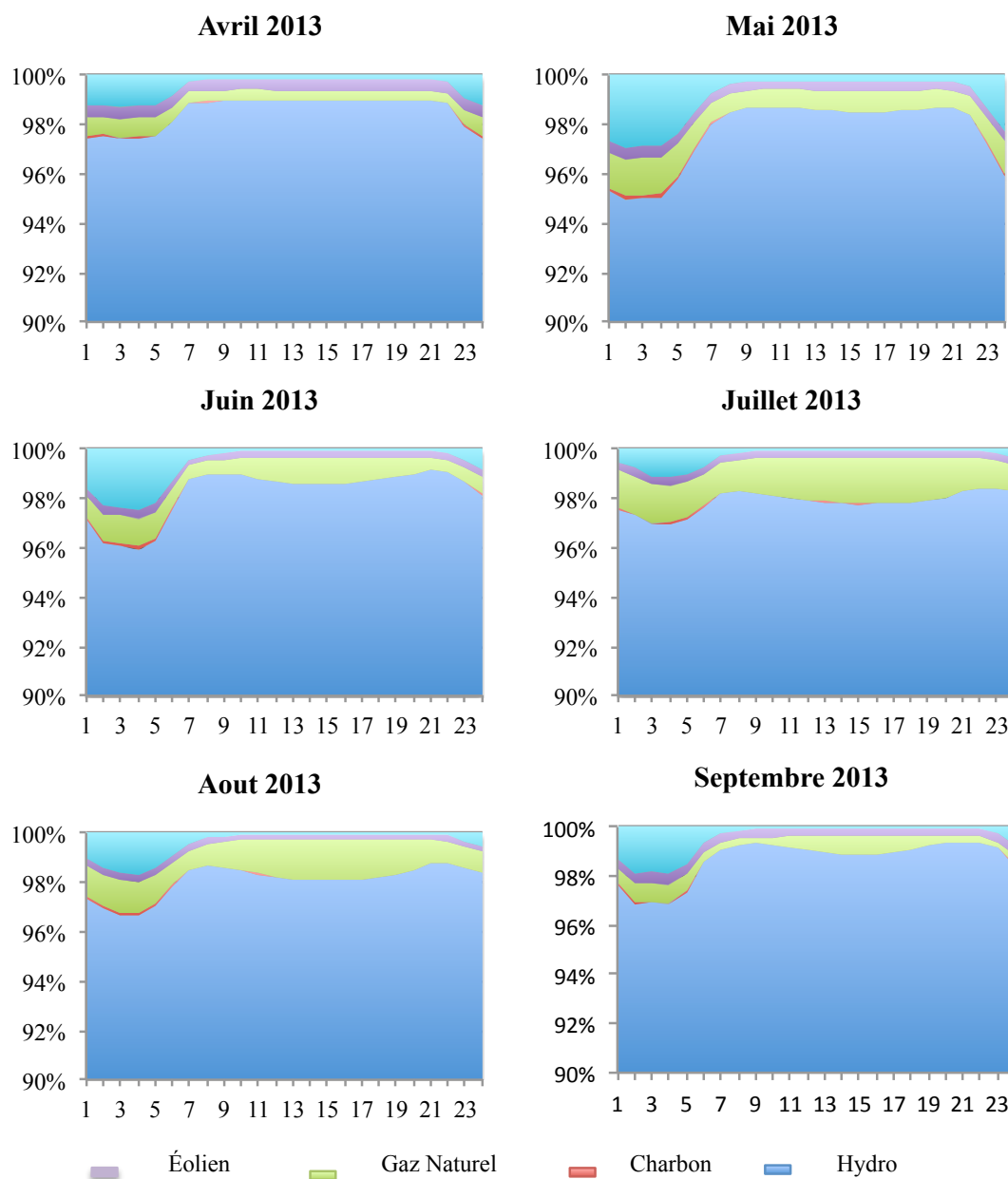


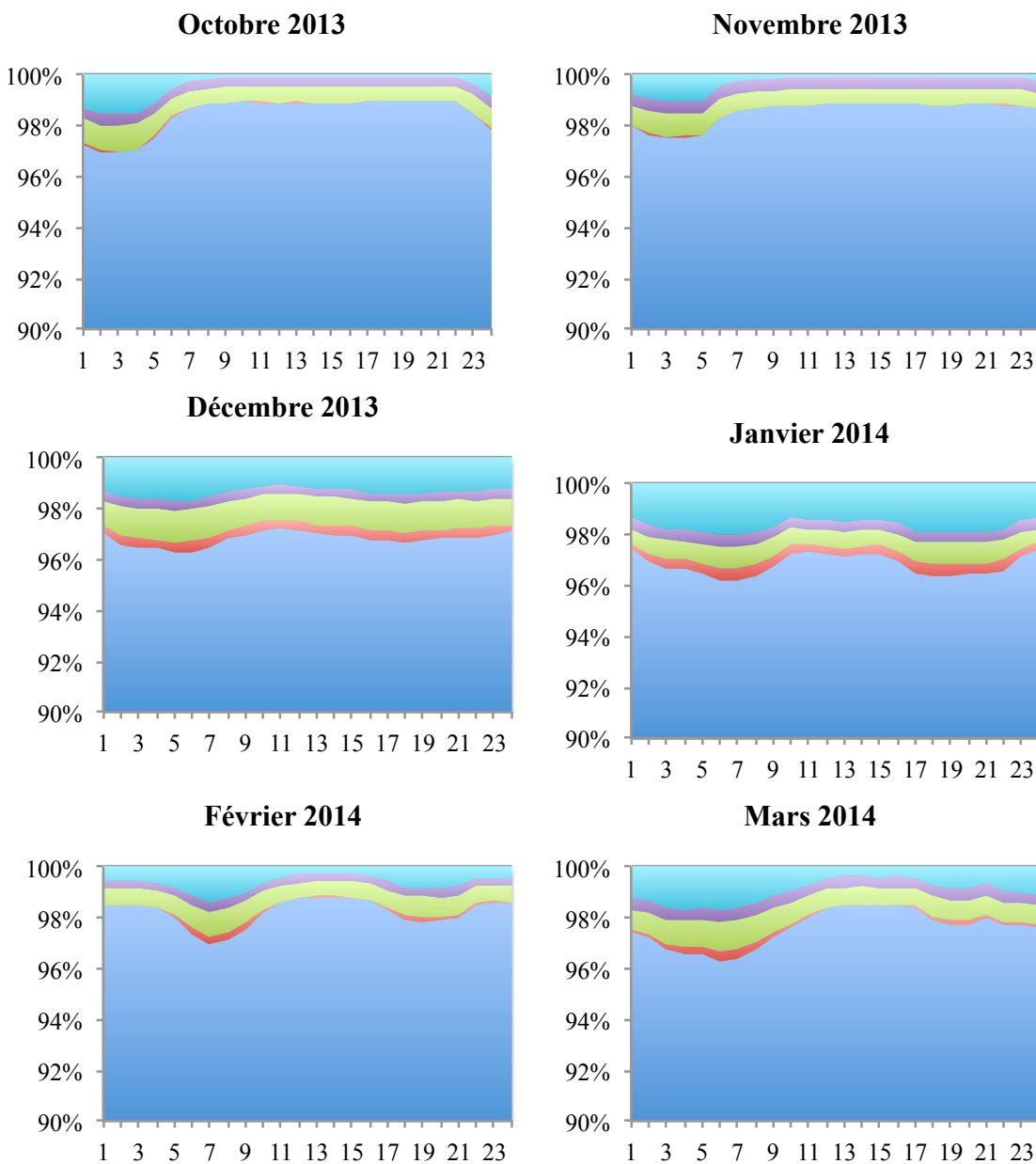
Figure 6-17 Profil horaire de production d'électricité québécoise extrapolé sur les données ontariennes de production horaire.

ANNEXE N – MODÈLE M3 ATTRIBUTIONNEL QUÉBEC



* **NB** les parts électriques, commencent à 90% pour une meilleure lisibilité des parts électriques plus faibles.

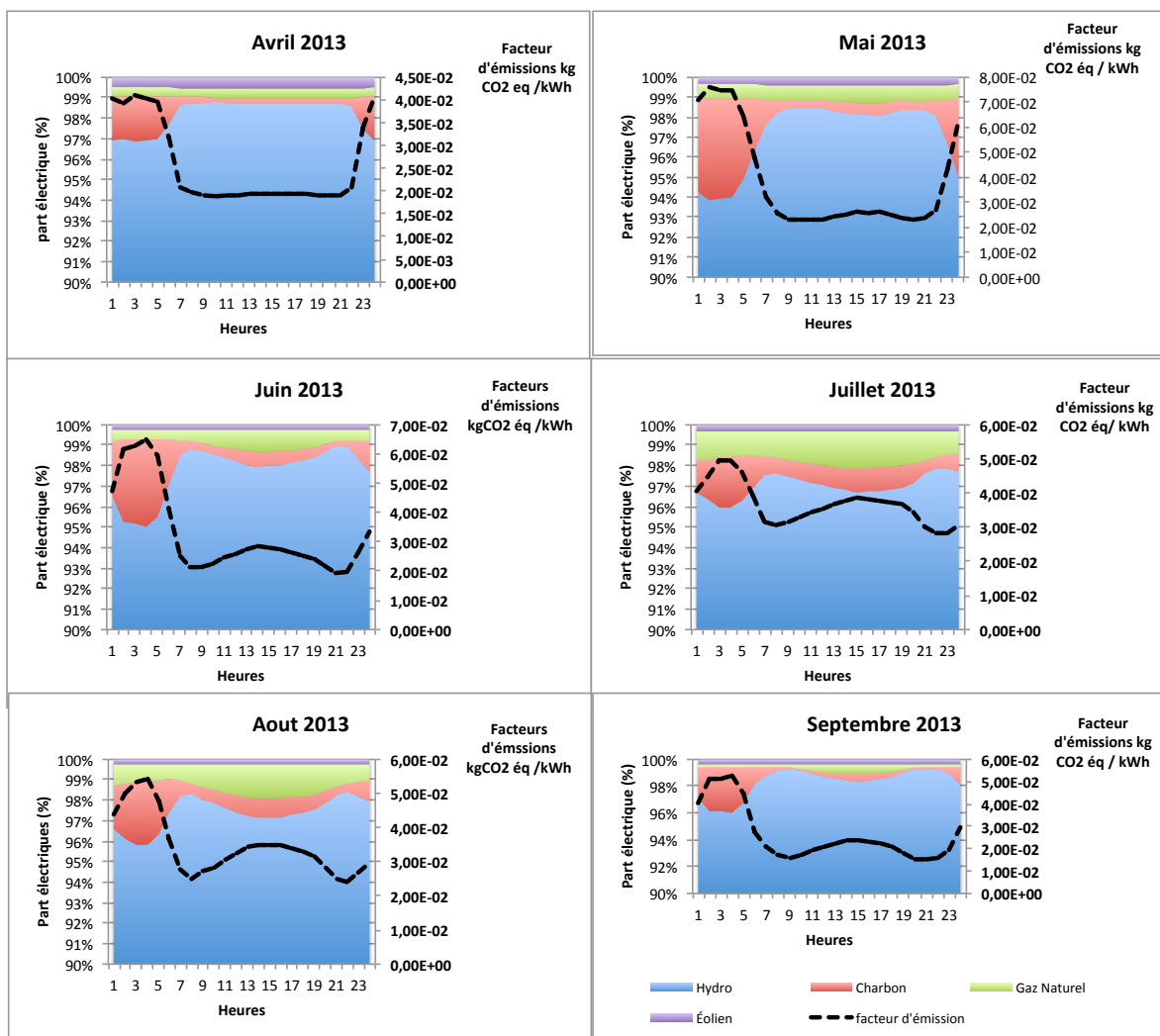
Figure 6-18 Modèle temporel mensuel de type M3 approche attributionnelle, Québec année 2013-2014



* **NB** les parts électriques, commencent à 90% pour une meilleure lisibilité des parts électriques plus faibles.

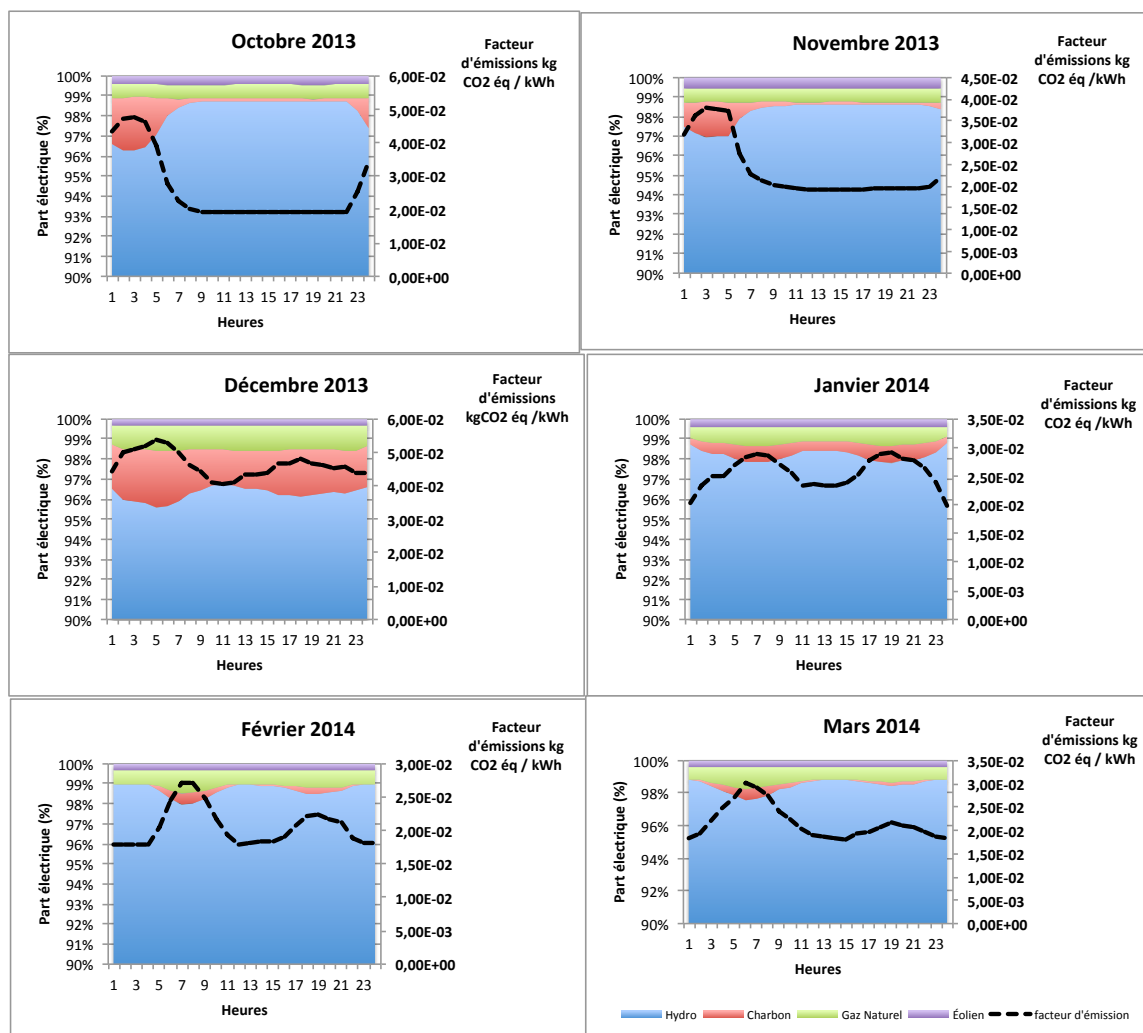
Figure 6-19 Modèle temporel de type M3 approche attributionnelle, Québec année 2013-2014
(suite)

ANNEXE O – FACTEURS D'ÉMISSIONS QUÉBEC, APPROCHE CONSÉQUENTIELLE



* NB les parts électriques, commencent à 90% pour une meilleure lisibilité des parts électriques plus faibles.

Figure 6-20 Modèle temporel mensuel de type M3 approche conséquentielle, Québec années 2013-2014

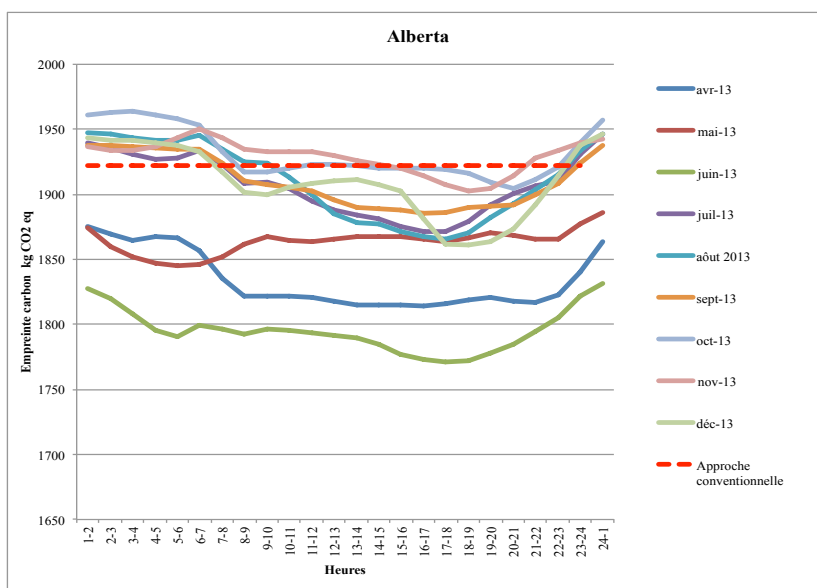


* **NB** les parts électriques, commencent à 90% pour une meilleure lisibilité des parts électriques plus faibles.

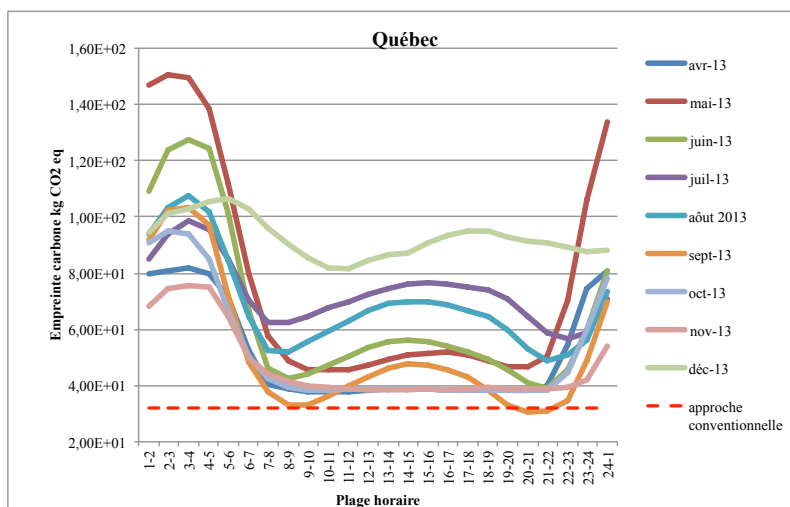
Figure 6-21 Modèle temporel de type M3 approche conséquentielle, Québec années 2013-2014
(suite)

ANNEXE P – RÉSULTATS DE LA MAINTENANCE D'UN CENTRE DE DONNÉE EN APPROCHE ATTRIBUTIONNELLE

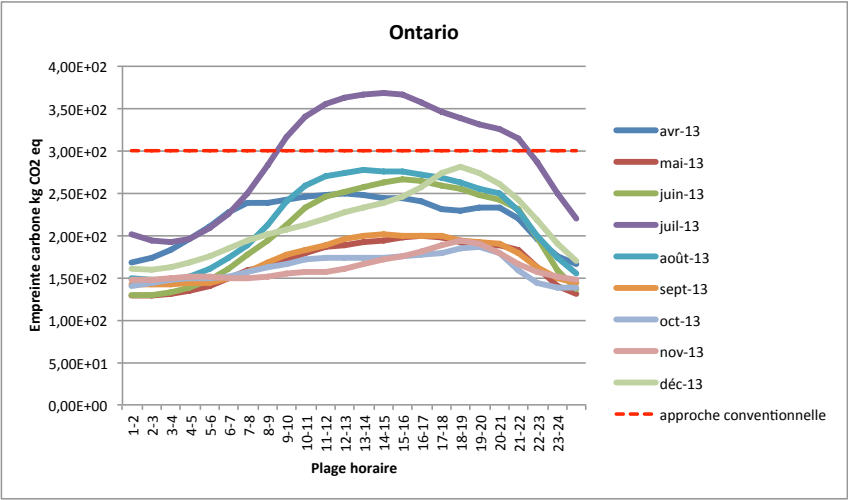
- Alberta :



- Québec :



- Ontario :



ANNEXE Q – UTILISATION JOURNALIÈRE ALBERTA

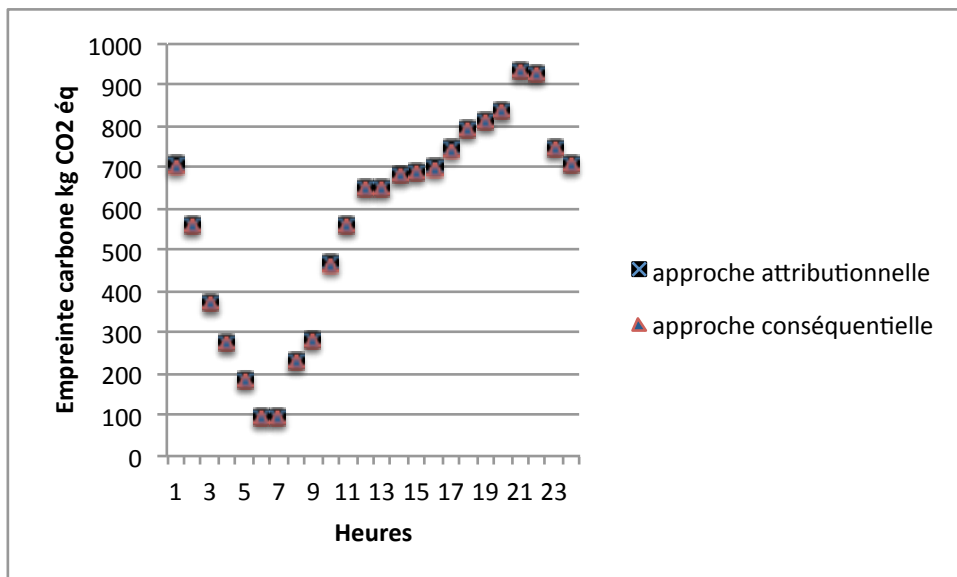


Figure 6-22 Empreinte carbone de l'utilisation d'un centre de données (de puissance maximale 1 MW), pour le mois de mai

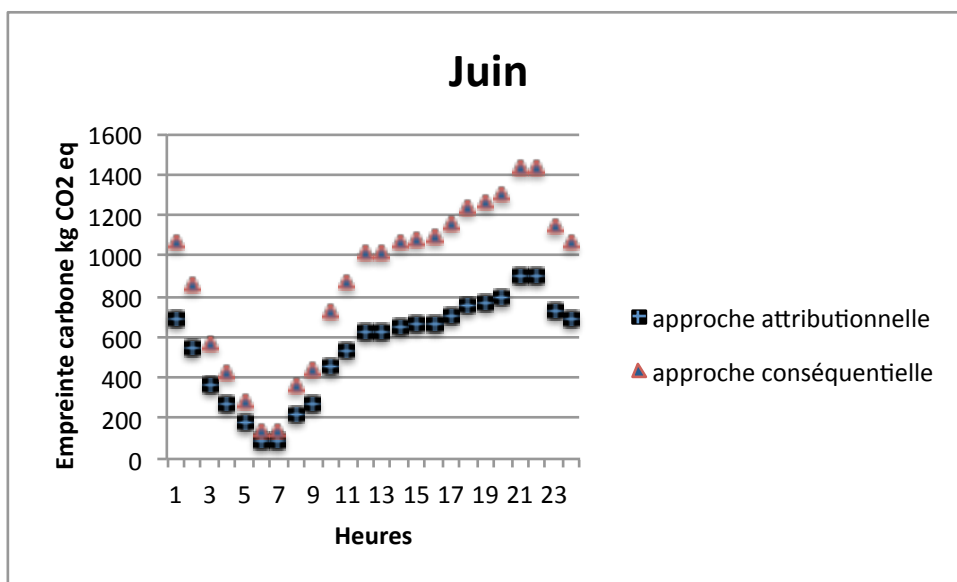


Figure 6-23 Empreinte carbone de l'utilisation d'un centre de données (puissance maximale 1 MW), pour le mois de juin

ANNEXE R – ÉQUATIONS DE CORRÉLATION NON NORMALISÉES

- Nouvelle-Angleterre

Mois	Équation	r^2
Janvier	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = - 602,9107 - 0,0683 * Demande _{NE} (h) + 3,0573 * Prix _{NE} (h) + 19,2912 * Température (h)	0,71
Février	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = - 61,7511 - 0,1135 * Demande _{NE} (h) + 5,2485 * Prix _{NE} (h) + 20,3987 * Température (h)	0,75
Mars	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = 404,3882 - 0,1869 * Demande _{NE} (h) + 21,4117 * Prix _{NE} (h) + 1,1356 * Température (h)	0,73
Avril	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = 334,3083 - 0,2090 * Demande _{NE} (h) + 17,5260 * Prix _{NE} (h) + 30,4045 * Température (h)	0,70
Mai	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = 321,6757 - 0,1648 * Demande _{NE} (h) - 5,4937 * Prix _{NE} (h) + 45,1998 * Température (h)	0,75
Juin	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = - 186,7042 - 0,2061 * Demande _{NE} (h) + 9,4256 * Prix _{NE} (h) + 73,5460 * Température (h)	0,88
Juillet	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = - 643,5824 - 0,1586 * Demande _{NE} (h) + 9,8390 * Prix _{NE} (h) + 53,4296 * Température (h)	0,80
Août	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = 63,4348 - 0,2044 * Demande _{NE} (h) + 9,0398 * Prix _{NE} (h) + 65,8909 * Température (h)	0,79
Septembre	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = 186,5301 - 0,2134 * Demande _{NE} (h) + 41,4703 * Prix _{NE} (h) + 12,1973 * Température (h)	0,67
Octobre	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = 446,8330 - 0,1864 * Demande _{NE} (h) + 16,6814 * Prix _{NE} (h) + 0,0297 * Température (h)	0,58
Novembre	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = 497,5144 - 0,1614 * Demande _{NE} (h) + 6,8036 * Prix _{NE} (h) + 30,8653 * Température (h)	0,48
Décembre	Exportation QC \rightarrow NE (h+1) = - 510,1066 - 0,0959 * Demande _{NE} (h) + 8,0504 * Prix _{NE} (h) + 29,9665 * Température (h)	0,77

- Ontario exportations

Mois	Équation	r^2
Janvier	Importation QC← ON (h+1) = - 736,1281 + 0,0251 * Demande _{ON} (h) - 77,6143 * Température _{ON} (h) + 18,7044 * Prix _{ON} (h)	0,57
Février	Importation QC← ON (h+1) = 1425,8047 + 0,0030 * Demande _{ON} (h) + 12,8767 * Température _{ON} (h) + 6,9727 * Prix _{ON} (h)	0,06
Mars		
Avril	Importation QC← ON (h+1) = 1185,1048 - 0,0536 * Demande _{ON} (h) - 3,9270 * Température _{ON} (h) - 7,3384 * Prix _{ON} (h)	0,80
Mai	Importation QC← ON (h+1) = 3805,4423 - 0,2927 * Demande _{ON} (h) + 36,1004 * Température _{ON} (h) + 8,2190 * Prix _{ON} (h)	0,83
Juin	Importation QC← ON (h+1) = 2613,7266 - 0,2381 * Demande _{ON} (h) + 51,8043 * Température _{ON} (h) + 16,2229 * Prix _{ON} (h)	0,84
Juillet	Importation QC← ON (h+1) = 930,4592 - 0,0793 * Demande _{ON} (h) + 17,6329 * Température _{ON} (h) + 4,6017 * Prix _{ON} (h)	0,81
Août	Importation QC← ON (h+1) = 1657,4350 - 0,1453 * Demande _{ON} (h) + 27,6923 * Température _{ON} (h) + 12,7761 * Prix _{ON} (h)	0,84
Septembre	Importation QC← ON (h+1) = 1682,6906 - 0,1235 * Demande _{ON} (h) + 17,6454 * Température _{ON} (h) + 2,0533 * Prix _{ON} (h)	0,83
Octobre	Importation QC← ON (h+1) = 1477,4782 - 0,0954 * Demande _{ON} (h) + 3,3347 * Température _{ON} (h) + 1,6850 * Prix _{ON} (h)	0,87
Novembre	Importation QC← ON (h+1) = 1413,1492 - 0,0896 * Demande _{ON} (h) + 9,4744 * Température _{ON} (h) + 8,5876 * Prix _{ON} (h)	0,72
Décembre	Importation QC← ON (h+1) = 1725,1565 - 0,0751 * Demande _{ON} (h) + 35,2969 * Température _{ON} (h) + 10,7053 * Prix _{ON} (h)	0,35

- Ontario importations

Mois	Équation	r^2
Janvier	Exportation QC→ ON (h+1) = - 816,4043 + 0,0565 * Demande _{ON} (h) - 10,6031 * Température _{ON} (h) + 0,1289 * Prix _{ON} (h)	0,63
Février	Exportation QC→ ON (h+1) = - 165,6898 + 0,0186 * Demande _{ON} (h) + 18,2889 * Température _{ON} (h) + 18,4502 * Prix _{ON} (h)	0,70

Mars	<i>Non disponible</i>	<i>X</i>
Avril	Exportation QC→ ON (h+1) = 185,6798 + 0,0137 * Demande _{ON} (h) - 23,7514 * Température _{ON} (h) - 22,9537 * Prix _{ON} (h)	<i>0,85</i>
Mai	Exportation QC→ ON (h+1) = 1381,1062 - 0,1194 * Demande _{ON} (h) + 1,6152 * Température _{ON} (h) + 3,4049 * Prix _{ON} (h)	<i>0,71</i>
Juin	Exportation QC→ ON (h+1) = 2084,7778 - 0,1343 * Demande _{ON} (h) - 46,1872 * Température _{ON} (h) + 19,4883 * Prix _{ON} (h)	<i>0,84</i>
Juillet	Exportation QC→ ON (h+1) = 2600,7124 - 0,2196 * Demande _{ON} (h) + 0,2718 * Température _{ON} (h) + 17,4183 * Prix _{ON} (h)	<i>0,84</i>
Août	Exportation QC→ ON (h+1) = 3644,3369 - 0,3124 * Demande _{ON} (h) - 24,5024 * Température _{ON} (h) + 58,8628 * Prix _{ON} (h)	<i>0,88</i>
Septembre	Exportation QC→ ON (h+1) = 2060,8590 - 0,1658 * Demande _{ON} (h) - 4,7866 * Température _{ON} (h) + 0,1824 * Prix _{ON} (h)	<i>0,79</i>
Octobre	Exportation QC→ ON (h+1) = 1914,3688 - 0,1417 * Demande _{ON} (h) + 1,7952 * Température _{ON} (h) - 18,7084 * Prix _{ON} (h)	<i>0,84</i>
Novembre	Exportation QC→ ON (h+1) = 2555,5245 - 0,1986 * Demande _{ON} (h) + 8,8818 * Température _{ON} (h) + 13,6734 * Prix _{ON} (h)	<i>0,88</i>
Décembre	Exportation QC→ ON (h+1) = 2033,9235 - 0,1458 * Demande _{ON} (h) + 31,1314 * Température _{ON} (h) + 13,0780 * Prix _{ON} (h)	<i>0,87</i>

- Nouveau-Brunswick

Mois	Équation	r^2
Janvier	Exportation QC→ NB (h+1) = 487,4862 + 0,3074 * demande _{NB} (h) + 9,7750 * Température _{NB} (h) - 5,9896 * Prix marginale _{NB} (h)	<i>0,91</i>
Février	Exportation QC→ NB (h+1) = - 164,0741 + 0,6052 * demande _{NB} (h) + 1,1628 * Température _{NB} (h) - 5,4870 * Prix marginale _{NB} (h)	<i>0,36</i>
Mars	Exportation QC→ NB (h+1) = - 55,9429 + 0,4810 * demande _{NB} (h) + 28,5900 * Température _{NB} (h) - 2,4756 * Prix marginale _{NB} (h)	<i>0,57</i>
Avril	Exportation QC→ NB (h+1) = - 274,8075 + 0,9027 * demande _{NB} (h) + 22,7329 * Température _{NB} (h) - 17,7128 * Prix marginale _{NB} (h)	<i>0,81</i>
Mai	Exportation QC→ NB (h+1) = 254,8262 + 0,2007 * demande _{NB} (h) + 13,2871 * Température _{NB} (h) - 7,0113 * Prix marginale _{NB} (h)	<i>0,54</i>
Juin	Exportation QC→ NB (h+1) = - 146,5220 + 0,5368 * demande _{NB} (h) + 3,0375 * Température _{NB} (h) + 1,0940 * Prix marginale _{NB} (h)	<i>0,45</i>

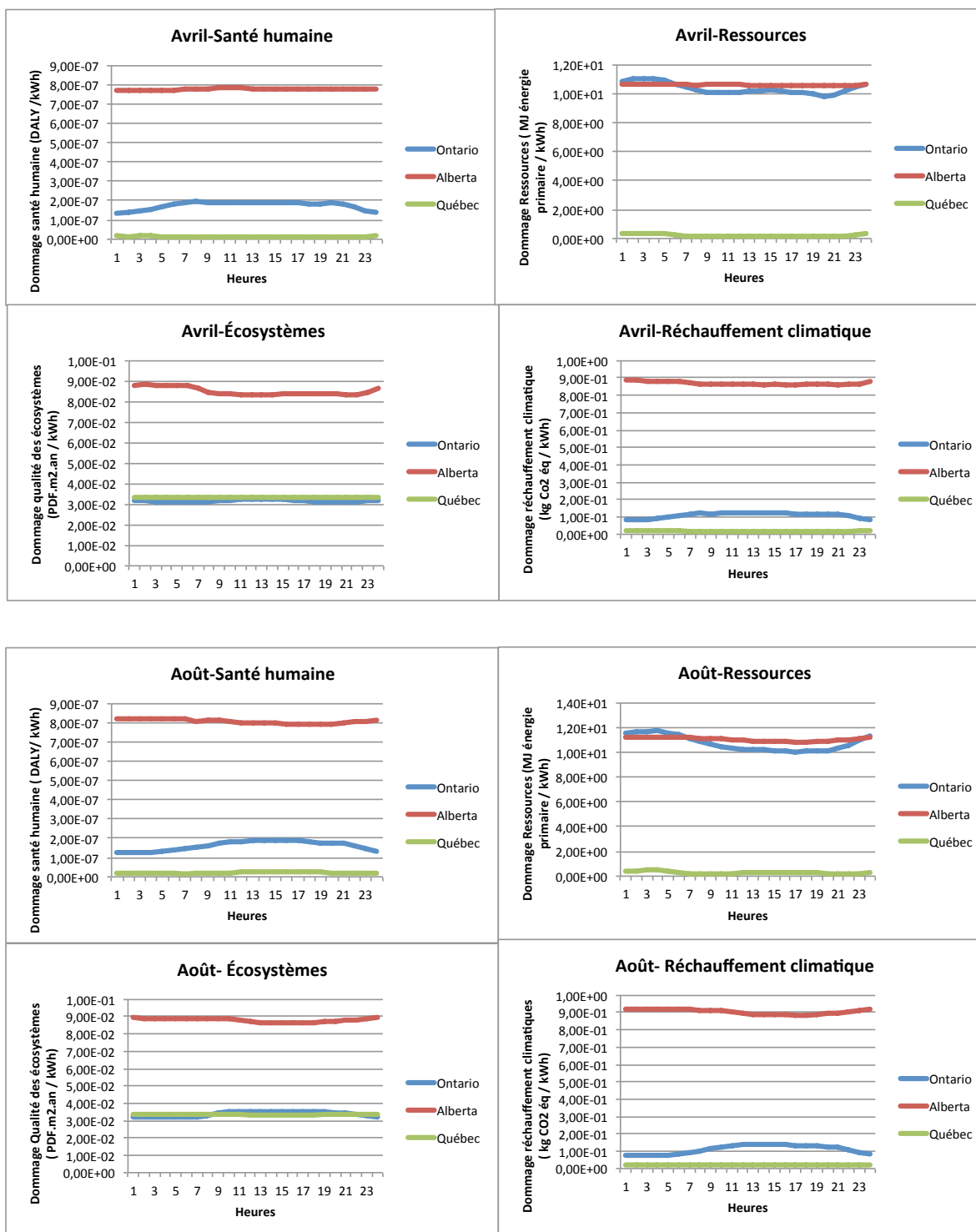
Juillet	Exportation QC→ NB (h+1) =- 215,2421 + 0,8616 * A demande _{NB} (h) - 27,1436 * Température _{NB} (h) + 6,1320 * Prix marginale _{NB} (h)	0,5 (à refai re)
Août	Exportation QC→ NB (h+1) =- 668,1782 + 0,9352 * demande _{NB} (h) + 0,9966 * Température _{NB} (h) + 1,4880 * Prix marginale _{NB} (h)	0,76
Septembre	Exportation QC→ NB (h+1) =- 419,4124 + 0,8264 * demande _{NB} (h) - 6,3185 * Température _{NB} (h) + 2,6460 * Prix marginale _{NB} (h)	0,69
Octobre	Exportation QC→ NB (h+1) =- 317,6170 + 0,4330 * demande _{NB} (h) - 1,7676 * Température _{NB} (h) + 5,7565 *	0,66
Novembre	Exportation QC→ NB (h+1) =- 268,6253 + 0,5529 * demande _{NB} (h) + 13,8278 * Température _{NB} (h) - 3,5945 * Prix marginale _{NB} (h)	0,79
Décembre	Exportation QC→ NB (h+1) =- 268,6253 + 0,5529 * demande _{NB} (h) + 13,8278 * Température _{NB} (h) - 3,5945 * Prix marginale _{NB} (h)	0,79

- New York

Mois	Équation	r ²
Janvier	Exportation QC→ NY (h+1)= 151,3177 + 7,0121 * Prix _{NY} (h) + 38,9270 * Température _{NY} (h) + 0,0366 * Demande _{NY} (h)	0,34
Février	Exportation QC→ NY (h+1) =- 1853,3020 + 15,5469 * * Prix _{NY} (h) + 5,8891 * Température _{NY} (h) + 0,1294 * Demande _{NY} (h)	0,80
Mars	Exportation QC→ NY (h+1) =- 1572,9720 - 10,9966 * * Prix _{NY} (h)- 10,3208 * Température _{NY} (h) + 0,1747 * Demande _{NY} (h)	0,56
Avril	Exportation QC→ NY (h+1) =- 1523,1524 - 33,5830 * * Prix _{NY} (h)- 42,2074 * Température _{NY} (h) + 0,2410 * Demande _{NY} (h)	0,67
Mai	Exportation QC→ NY (h+1) =- 1692,6919 - 20,6511 * * Prix _{NY} (h)- 25,5094 * Température _{NY} (h) + 0,2358 * Demande _{NY} (h)	0,63
Juin	Exportation QC→ NY (h+1) =- 1248,8567 - 5,8460 * * Prix _{NY} (h)- 62,0411 * Température _{NY} (h) + 0,1963 * Demande _{NY} (h)	0,69
Juillet	Exportation QC→ NY (h+1) =- 693,5788 - 7,0604 * * Prix _{NY} (h)- 30,3467 * Température _{NY} (h) + 0,1322 * Demande _{NY} (h)	0,67

Août	Exportation QC→ NY (h+1) =- 1652,7643 - 5,3965 * * Prix _{NY} (h)+ 7,6042 * Température _{NY} (h) + 0,1305 * Demande _{NY} (h)	<i>0,71</i>
Septembre	Exportation QC→ NY (h+1) =- 981,3111 - 43,2118 * * Prix _{NY} (h) - 24,2800 * Température _{NY} (h) + 0,2112 * Demande _{NY} (h)	<i>0,62</i>
Octobre	Exportation QC→ NY (h+1) =- 699,2457 - 44,1688 * Prix _{NY} (h) + 20,8568 * Température _{NY} (h) + 0,1435 * Demande _{NY} (h)	<i>0,44</i>
Novembre	Exportation QC→ NY (h+1) =- 1417,1878 + 11,8498 * Prix _{NY} (h)- 92,1906 * Température _{NY} (h) + 0,1543 * Demande _{NY} (h)	<i>0,44</i>
Décembre	Exportation QC→ NY (h+1) =- 971,4519 + 16,5697 * Prix _{NY} (h)- 21,7531 * Température _{NY} (h) + 0,0961 * Demande _{NY} (h)	<i>0,64</i>

ANNEXE S – COMPARAISON DES AUTRES CATÉGORIES D'IMPACTS



ANNEXE T – QUELQUES ÉQUATIONS DE CORRÉLATION NORMALISÉES ONTARIO

- Équation normalisée mois d'avril Ontario

Exportation QC → ON = 185,6798 + 5600,1278 * Demande_{ON} normalisée (h) - 5267,5415 * Température_{ON} normalisée (h) - 20048,2962 * Prix_{ON} normalisé (h)

$R^2 = 0,85$

- Équation normalisée mois de juin Ontario

Exportation QC → ON = 2084,7778 - 56594,8335 * Demande_{ON} normalisée (h) - 22346,9265 * Température_{ON} normalisée (h) + 13995,1453 * Prix_{ON} normalisé (h)

$R^2 = 0,84$

- Équation normalisée mois de mai Ontario

Exportation QC → ON = 582,9500 - 1,7687 * Demande_{ON} normalisée (h) + 45,7564 * Température_{ON} normalisée (h) + 4637,3887 * Prix_{ON} normalisé (h)

$R^2 = 0,71$